Deutscher Bundestag **Drucksache 19/9027**
19. Wahlperiode 03.04.2019

Bericht*

des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss)

zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung
– Drucksachen 19/7375, 19/7914, 19/8435 Nr. 1 –

Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus

---

* Die Beschlussempfehlung wurde gesondert auf Drucksache 19/8913 verteilt.

Bericht des Abgeordneten Johann Saathoff

A. Allgemeiner Teil

I. Überweisung

Der Gesetzentwurf der Bundesregierung auf **Drucksache 19/7375** wurde in der 77. Sitzung des Deutschen Bundestages am 31. Januar 2019 an den Ausschuss für Wirtschaft und Energie zur Federführung sowie an den Ausschuss für Recht und Verbraucherschutz, den Ausschuss für Ernährung und Landwirtschaft, den Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit und den Ausschuss für Bau, Wohnen, Stadtentwicklung und Kommunen zur Mitberatung überwiesen. Der Parlamentarische Beirat für nachhaltige Entwicklung hat sich gutachtlich beteiligt.

Die Unterrichtung auf **Drucksache 19/7914** wurde gemäß § 80 Absatz 3 GO-BT am 15. März 2019 an den Ausschuss für Wirtschaft und Energie zur Federführung sowie an den Ausschuss für Recht und Verbraucherschutz, den Ausschuss für Ernährung und Landwirtschaft, den Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit und den Ausschuss für Bau, Wohnen, Stadtentwicklung und Kommunen zur Mitberatung überwiesen.

II. Wesentlicher Inhalt der Vorlage

Der Gesetzentwurf ermöglicht zur Beschleunigung der Planungen eine Parallelisierung von bisher sequenziell abgelaufenen Planungs- und Genehmigungsschritten, die bei dem Bau neuer Stromtrassen in der Hoch- und Höchstspannungsebene regelmäßig die fünf verschiedenen Schritte Erstellung eines Szenariorahmens, Erstellung eines Netzentwicklungsplanes, Festschreibung eines Vorhabens im Bundesbedarfsplan, Bundesfachplanung bzw. Raumordnungsverfahren und Genehmigung im Planfeststellungsverfahren umfassen. Auf einzelne Verfahrensschritte kann nun, soweit erforderlich, verzichtet werden. Bei einer Trassen- oder Trassenkorridoridentität (z.B. bei einer Leiterseilertüchtigung) kann bei einem Vorhaben auf die Bundesfachplanung verzichtet werden, etwaige negative Umweltauswirkungen oder Konflikte können weiterhin im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens geprüft werden. Die bestehenden Schutz- und Vorsorgestandards im Hinblick auf elektrische und magnetische Felder bleiben dabei erhalten. Durch die getroffenen Änderungen werden die umlagefähigen Kosten der Netzbetreiber gesenkt, was den Anstieg der Netzentgelte für Stromverbraucher begrenzt.

Um einen zweifachen Planungsaufwand zu vermeiden, kann die Genehmigungsbehörde die Verlegung von Leerrohren bei einer geplanten Erdverkabelung unter geringeren Anforderungen genehmigen. Sofern diese Rohre nicht zur Aufnahme von Stromleitungen genutzt werden, stehen sie als passive Infrastruktur für andere Zwecke zur Verfügung.

Eine weitere Maßnahme zur Beschleunigung der Vorhaben und zur Steigerung der Akzeptanz des Netzausbaus besteht in der Harmonisierung der Entschädigungspraxis und der Einführung eines geordneten Entschädigungsverfahrens für betroffene Grundstückseigentümer. Eine spürbare Anhebung der Entschädigung bei einer zeitnahen gütlichen Einigung im Wege eines sog. Beschleunigungszuschlages führt, trotz kurzfristig höherer Kosten, aufgrund von Bauzeitverkürzungen und geringeren Redispatch-Kosten ab Inbetriebnahme zu einer langfristigen Ersparnis.

Die bislang unterschiedlichen Regime, nach denen die Netzbetreiber im Falle von Netzengpässen auf Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen einerseits (sogenanntes Einspeisemanagement) und konventionelle Kraftwerke andererseits (sogenannter Redispatch) zugreifen, werden zu einem einheitlichen Regime zusammengeführt. Damit wird die Netzführung optimiert, Kosten für die Behebung von Netzengpässen werden gesenkt und die Gefahren für die Systemsicherheit werden minimiert.

III. Stellungnahmen der mitberatenden Ausschüsse

Der **Ausschuss für Recht und Verbraucherschutz** hat den Gesetzentwurf auf Drucksachen 19/7375, 19/7914 im Umlaufverfahren am 2. April 2019 beraten und empfiehlt mit den Stimmen der Fraktionen der CDU/CSU und SPD gegen die Stimmen der Fraktionen AfD und DIE LINKE. bei Stimmenthaltung der Fraktionen FDP und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN dessen Annahme in geänderter Fassung.

Der **Ausschuss für Ernährung und Landwirtschaft** hat den Gesetzentwurf auf Drucksachen 19/7375, 19/7914 in seiner 27. Sitzung am 3. April 2019 beraten und empfiehlt mit den Stimmen der Fraktionen der CDU/CSU und SPD gegen die Stimmen der Fraktionen AfD und DIE LINKE. bei Stimmenthaltung der Fraktionen FDP und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN dessen Annahme in geänderter Fassung.

Der **Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit** hat den Gesetzentwurf auf Drucksachen 19/7375, 19/7914 in seiner 37. Sitzung am 3. April 2019 beraten und empfiehlt mit den Stimmen der Fraktionen der CDU/CSU und SPD gegen die Stimmen der Fraktionen AfD und DIE LINKE. bei Stimmenthaltung der Fraktionen FDP und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN dessen Annahme in der vom Ausschuss für Wirtschaft und Energie in seiner Sitzung am 2. April 2019 beschlossenen geänderten Fassung.

Der **Ausschuss für Bau, Wohnen, Stadtentwicklung und Kommunen** hat den Gesetzentwurf auf Drucksachen 19/7375, 19/7914 in seiner 21. Sitzung am 3. April 2019 beraten und empfiehlt mit den Stimmen der Fraktionen der CDU/CSU und SPD gegen die Stimmen der Fraktionen AfD und DIE LINKE. bei Stimmenthaltung der Fraktionen FDP und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN dessen Annahme in geänderter Fassung.

Der **Parlamentarische Beirat für nachhaltige Entwicklung** hat den Gesetzentwurf auf Drucksachen 19/7375, 19/7914 in seiner 16. Sitzung am 13. Februar 2019 beraten und gab folgende gutachtliche Stellungnahme ab:

Der Gesetzentwurf steht im Einklang mit den Leitgedanken der Bundesregierung zur nachhaltigen Entwicklung im Sinne der Nationalen Nachhaltigkeitsstrategie. Mit dem Gesetzentwurf soll die Netzinfrastruktur mit Blick auf eine nachhaltige Stromversorgung modernisiert und beschleunigt werden. Durch den Fokus auf stärkere Bündelung von Infrastruktur und vorausschauende Planung werden dabei die Eingriffe in die Umwelt möglichst gering gehalten. Die Beschleunigung des Netzausbaus dient vor allem der Integration von erneuerbaren Energien ins Energiesystem und ist damit ein Eckpfeiler einer nachhaltigen Energieversorgung. Die materiellen Umweltstandards bleiben darüber hinaus auf dem bisherigen hohen Niveau erhalten.

Formale Bewertung durch den Parlamentarischen Beirat für nachhaltige Entwicklung:

Eine Nachhaltigkeitsrelevanz des Gesetzentwurfes ist gegeben. Der Bezug zur nationalen Nachhaltigkeitsstrategie ergibt sich hinsichtlich folgender Sustainable Development Goals (SDGs) und Indikatorenbereiche:

- SDG 7 – Bezahlbare und saubere Energie
- SDG 9 – Industrie, Innovation und Infrastruktur
- Indikatorenbereich 7.1 – Ressourcenschonung
- Indikatorenbereich 7.2 – Erneuerbare Energien.

Die Darstellung der Nachhaltigkeitsprüfung ist soweit plausibel.

Eine Prüfbitte ist daher nicht erforderlich.

IV. Öffentliche Anhörung von Sachverständigen

Zu der öffentlichen Anhörung, die in der 31. Sitzung am 20. Februar 2019 stattfand, haben die Anhörungsteilnehmer schriftliche Stellungnahmen abgegeben, die in der Zusammenstellung auf Ausschussdrucksache 19(9)268 enthalten sind.

Folgende Sachverständige haben an der Anhörung teilgenommen:

Dr. Martin Grundmann, ARGE Netz GmbH & Co. KG

Matthias Otte, Bundesnetzagentur (BNetzA)

Prof. Dr. Norbert Wimmer, White & Case LLP

Prof. Dr. Sabine Schlacke, Westfälische Wilhelms-Universität Münster (WWU),
Institut für Umwelt- und Planungsrecht

Michael Wübbels, Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU)

Dieter Posch, Posch Rechtsanwälte

Wolfgang Baumann, Baumann Rechtsanwälte Partnerschaftsgesellschaft mbB

Dr. Stephanie Ropenus, Agora Energiewende.

Das Ergebnis der öffentlichen Anhörung ist in die Ausschussberatung eingegangen. Das Protokoll sowie die eingereichten schriftlichen Stellungnahmen wurden der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

V. Abgelehnte Anträge

Der folgende von der Fraktion der FDP eingebrachte Änderungsantrag auf Ausschussdrucksache 19(9)290 fand im Ausschuss keine Mehrheit:

Änderungsantrag der Fraktion der FDP, Ausschussdrucksache 19(9)290

Der Ausschuss wolle beschließen:

Art. 2 Nr. 7 wird wie folgt geändert:

Nach § 5 wird folgender § 5a eingefügt:

„§ 5a

Verzicht auf Bundesfachplanung

Auf die Durchführung der Bundesfachplanung wird in folgenden Fällen verzichtet:

1. *bei Änderung oder Erweiterung einer Leitung,*
2. *bei einem Ersatzneubau,*
3. *bei einem Neubau innerhalb eines Trassenkorridors, der in einem Raumordnungsplan im Sinne von § 3 Abs. 1 Nummer 7 des Raumordnungsgesetzes festgelegt oder im Bundesnetzplan ausgewiesen ist,*
4. *bei einem Parallelneubau oder*
5. *bei einem Neubau unter weit überwiegender Nutzung einer Bestandstrasse*

Über Ausnahmen entscheidet der Deutsche Bundestag auf Antrag der Bundesnetzagentur.“

Begründung

Der Gesetzentwurf der Bundesregierung sieht vor, dass in den genannten Fällen auf die Bundesfachplanung verzichtet werden soll (§ 5a Abs. 1) bzw. kann (§ 5a Abs. 2). Die Entscheidung über den Verzicht soll dabei im Ermessen der Bundesnetzagentur liegen.

Aus Sicht der Antragsteller sollte der Verzicht auf die Bundesfachplanung jedoch nicht im Ermessen der Behörde liegen und in den genannten Fällen zur Regel werden. Da bereits eine Trasse oder ein Trassenkorridor vorhanden ist, ist ein gesondertes Verfahren zur Findung eines umwelt- und raumverträglichen Trassenkorridors nicht notwendig. Somit kann ein Verfahrensschritt entfallen, was zu einer deutlichen Beschleunigung des Netzausbaus

beitragen kann. Die Fragestellungen der Bundesfachplanung werden in dem nachfolgenden Zulassungsverfahren geprüft. Dabei werden die materiell rechtlichen Anforderungen, insbesondere naturschutzfachlicher und umweltschutzrelevanter Belange (Lärm, Gesundheitsschutz) nicht angetastet. Ausnahmen von dem Verzicht auf Bundesfachplanung können von der Bundesnetzagentur beantragt werden. Die Entscheidung darüber obliegt dem Deutschen Bundestag.

Der folgende von der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN eingebrachte Änderungsantrag auf Ausschussdrucksache 19(9)291 fand im Ausschuss keine Mehrheit:

Änderungsantrag der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, Ausschussdrucksache 19(9)291

Der Ausschuss wolle beschließen:

In Artikel 2 Nummer 31 wird folgender Buchstabe c eingefügt:

„c) der bisherige Wortlaut wird Absatz 1 und folgender Absatz 2 wird angefügt:

„(2) Für Bundesfachplanungsverfahren, die vor dem ….[einsetzen: Datum des Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 21 Absatz 1 dieses Gesetzes] begonnen wurden, kann ein Antrag auf Verzicht nach § 5a Absatz 3 nicht gestellt werden.““

Begründung

Damit soll klargestellt werden, dass die Bundesfachplanung für alle Verfahren, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens schon mit der Bundesfachplanung begonnen haben nicht ausgesetzt werden darf, insbesondere für das Vorhaben 2 des Bundesbedarfsplangesetzes „Ultranet“.

Der folgende von der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN eingebrachte Entschließungsantrag auf Ausschussdrucksache 19(9)292 fand im Ausschuss keine Mehrheit:

Entschließungsantrag der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, Ausschussdrucksache 19(9)292

Der Ausschuss wolle beschließen:

I. Der Ausschuss stellt fest:

Wir unterstützen die Beschleunigung des Netzausbaus. Wir brauchen konsequente Unterstützung der Netzausbauvorhaben durch die Politik und wirksame Maßnahmen für die Entlastung der Netze. Wir brauchen endlich wieder Planungssicherheit und Verlässlichkeit in der Energiepolitik.

Leistungsfähige Stromleitungen sind für eine erfolgreiche Energiewende unabdingbar. Dazu gehört der zügige Bau der im Energieleitungsausbaugesetz und im Bundesbedarfsplangesetz beschlossenen Netzausbauvorhaben, die den Transport von Windstrom vom Norden in den Süden Deutschlands sicherstellen. Der Netzausbau hätte zweifellos schneller gehen sollen, macht jetzt aber endlich Fortschritte. In den letzten Jahren sind wichtige Leitungen genehmigt und gebaut worden. Daher ist es absurd, dass trotz dieser Meilensteine immer noch keine Planungssicherheit für den Ausbau von erneuerbaren Energien ab dem Jahr 2022 besteht. Es ist entlarvend, dass die Bundesregierung sich trotz der hier vorgelegten Novelle selbst für unfähig zu halten scheint, den nötigen Netzausbau auf den Weg zu bekommen. Derzeit spricht einiges dafür, dass die nötigen Stromleitungen 2030 stehen, die geplanten erneuerbaren Erzeugungsanlagen aber nicht. Dies wäre irrational und könnte nur noch als Ideologie bezeichnet werden.

Der Gesetzentwurf zur Beschleunigung des Netzausbaus beschäftigt sich mit Kleinigkeiten. Die anstehenden großen Reformschritte werden einmal mehr verschlafen. Die meisten Maßnahmen aus dem Gesetzentwurf hätten schon vor Jahren umgesetzt werden können, einzelne bringen auch keinen Gewinn.

Beschleunigen lässt sich der Netzausbau vor allem auch durch eine frühzeitige Beteiligung der Menschen vor Ort mit echtem Einfluss auf die Ausgestaltung. Hier liefern die Beteiligungsverfahren für die großen HGÜ-Projekte schon deutliche Verbesserungen gegenüber früher üblichem Vorgehen. Sie könnten aber von der

Bundesregierung noch ernsthafter mit Leben gefüllt werden. Das Gegenteil einer Beschleunigung ist die monatelange Verwirrung um eine wiederkehrende Vergütung für Landeigentümer und Landeigentümerinnen. Die jetzige Scheinlösung mit optionaler Ratenzahlung zeigt in welche absurde Lage sich die Regierung manövriert hat.

Naturschutzfachlich wirft das Gesetz Fragen auf und riskiert unnötig ein Absenken der naturschutzfachlichen Standards: Im Lichte der kürzlich geführten Debatte zwischen Bund und Ländern um die Bundeskompensationsverordnung liegt der Gedanke nahe, dass die Bundesregierung hier den Netzausbau als Vorwand nimmt, um generell Befugnisse von den Ländern auf den Bund zu übertragen und naturschutzfachliche Standards abzusenken; dies würde dem Ansehen des Netzausbaus sowie dem Naturschutz schaden.

In letzter Sekunde wurde die Novelle mit sachfremden Punkten der Energiepolitik überfrachtet, die nicht der besseren Nutzbarkeit von Stromnetzen dienen. Die Verlängerung der Förderung von neuen Erdöl-BHKW widerspricht den Klimazielen und muss abgelehnt werden. Auch bei der neuen Förderung der Wasserstoffherstellung zeigt die Bundesregierung einmal mehr, dass sie nur Stückwerk versucht und das große Ganze nicht verstanden hat: so überfällig es ist, dass erneuerbare Erzeugungsspitzen und insbesondere sonst nicht produzierter erneuerbarer Strom vor dem Netzengpass für die Produktion von Wasserstoff nutzbar gemacht wird, so falsch ist es Strom unabhängig vom Zeitpunkt und Ort für die Elektrolyse vorzusehen. Denn nicht immer und überall ist erneuerbarer Strom reichlich vorhanden und zudem geht bei der Speicherung über Wasserstoff und der Rückverstromung über die Hälfte des Stroms verloren. Deshalb muss diese Technik gezielt eingesetzt werden. Dementsprechend ist das Förderinstrument der Gleichstellung von Elektrolyse mit Pumpspeicherkraftwerken falsch gewählt. Wieder wird deutlich, wie dringend die von der Bundesregierung verweigerte grundsätzliche Reform der Abgaben und Entgelte eigentlich wäre.

II. Der Ausschuss möge beschließen:

- *unverzüglich die zahlreichen Möglichkeiten zur optimalen Nutzung der Bestandsnetze auszuschöpfen (Anwendung des NOVA-Prinzips stärker überprüfen). Dazu gehören u. a.:*
  - a. *der großflächige Einsatz von Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen in allen Regelzonen;*
  - b. *Optimale Engpassbewirtschaftung mit modernster Informations- und Kommunikationstechnologien über alle Regelzonen hinweg;*
  - c. *lastflusssteuernde Elementen wie Phasenschiebertransformatoren im Übertragungsnetz zum Einsatz bringen;*
  - d. *der netzdienliche Einsatz von bestehenden Speichern;*
  - e. *zügig zu klären, inwieweit durch Netzbooster eine höhere Auslastung des Netzes ermöglicht werden kann und diese gegebenenfalls umgehend zum Einsatz bringen;*
- *bei Aufstockung in bestehender Trasse das Abrücken von der Wohnbebauung zu erleichtern. Zum Teil führen Bestandstrassen dicht an Wohnbebauungen vorbei oder sogar darüber. Neben der juristischen Erleichterung soll die Regierung sich auch konkret dafür einsetzen, dass diese Möglichkeit zur Umsetzung kommt;*
- *klarzustellen, dass bei dem Stromleitungsvorhaben Ultranet kein Verzicht auf Bundesfachplanung stattfindet;*
- *das Prinzip „Nutzen statt Abschalten“ besser zu regeln. Die Nutzung von erneuerbarem Strom vor Ort, der aufgrund eines Engpasses der Stromleitungen nicht transportiert werden kann, sollte ökonomisch attraktiv gestaltet werden. Nur so kann eine sinnvolle Nutzung des vorhandenen Stroms in den Bereichen Industrie, Wärme und Verkehr stattfinden;*
- *mindestens die im Koalitionsvertrag vereinbarten 65 % erneuerbare Energien-Strom bis 2030 unverzüglich gesetzlich zu verankern sowie Investitions- und Planungssicherheit für den Ausbau der erneuerbaren Energien über den gesamten Zeitraum zu schaffen. Das ist notwendig für eine sinnvoll abgestimmte und verlässliche Energiepolitik, welche die dem Netzausbau zugrunde liegenden Ziele auch ernst nimmt;*

- *Vorfahrt für Grünstrom in den Stromleitungen sicherzustellen, insbesondere durch einen ambitionierten Kohleausstieg, die Neuordnung der Regelenergiemärkte mit einem Vorrang der erneuerbaren Energien, von Speichern und durch eine Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK);*
- *die gesetzliche Grundlage zu schaffen, damit die Bundesnetzagentur die Möglichkeit hat, wesentliche Daten aus der Netzentgelt- und Netzkostenprüfung nach § 31 Anreizregulierungsverordnung zu veröffentlichen;*
- *die hohen naturschutzrechtlichen Standards bei der Eingriffs – und Ausgleichregelung zu wahren.*

VI. Beratungsverlauf und Beratungsergebnisse im federführenden Ausschuss

Der Ausschuss für Wirtschaft und Energie hat den Gesetzentwurf auf Drucksachen 19/7375, 19/7914 in seiner 35. Sitzung am 2. April 2019 abschließend beraten.

Die Fraktionen der CDU/CSU und SPD brachten auf Ausschussdrucksache 19(9)289(neu) einen Änderungsantrag zum Gesetzentwurf auf Drucksachen 19/7375, 19/7914 ein.

Weiterhin brachte die Fraktion der FDP auf Ausschussdrucksache 19(9)290 einen Änderungsantrag zum Gesetzentwurf auf Drucksachen 19/7375, 19/7914 ein.

Außerdem brachte die Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN auf Ausschussdrucksache 19(9)291 einen Änderungsantrag zum Gesetzentwurf auf Drucksachen 19/7375, 19/7914 ein.

Die Fraktionen der CDU/CSU und SPD brachten auf Ausschussdrucksache 19(9)293 einen Entschließungsantrag zum Gesetzentwurf auf Drucksachen 19/7375, 19/7914 ein.

Schließlich brachte die Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN auf Ausschussdrucksache 19(9)292 einen Entschließungsantrag zum Gesetzentwurf auf Drucksachen 19/7375, 19/7914 ein.

Die **Fraktion der CDU/CSU** erläuterte, mit dem vorliegenden Gesetzentwurf würden wesentliche Verbesserungen erreicht, die dem Ziel des beschleunigten Netzausbaus dienten. Beispielhaft zu erwähnen seien die im Entwurf enthaltenen Verfahrensvereinfachungen, die Möglichkeit des vorzeitigen Baubeginns, die verbesserte Koordinierung der Planung von Bund, Ländern und Gemeinden, die Möglichkeit der vorausschauenden Planung, aber auch verbesserte Entschädigungsregelungen für die Land- und Forstwirtschaft. Ferner zu erwähnen seien die Optimierungen beim Netzengpassmanagement, Stichwort Redispatch. Ziel des Entschließungsantrags der Koalitionsfraktionen sei zum einen die Schaffung eines Artenschutzportals. Damit solle der Informationsaustausch zwischen Bund, Ländern und Kommunen forciert werden. Ferner enthalte der Entschließungsantrag einen Prüfungsauftrag zur Photovoltaik. Kleine KWK-Anlagen hätten bisher leider keine Berücksichtigung gefunden. Das Urteil des EuGH aus der letzten Woche gebe hier einen Spielraum, Möglichkeiten zur Berücksichtigung auch dieses Segments zu schaffen. Hier solle das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie bis zur Sommerpause Lösungsansätze für diese Anlagen erarbeiten.

Die **Fraktion der SPD** ergänzte, mit dem vorliegenden Entwurf sollten die bereits eingetretenen Verzögerungen im Netzausbau und in der Energiewende wieder aufgeholt werden. Ferner sei es das Ziel der Reform, Planungsverfahren zu verschlanken. Betroffene Menschen sollten durch dieses Gesetz nicht schlechter gestellt werden. Die Auswirkungen auf Mensch und Umwelt sollten auch weiterhin in einem Planfeststellungsverfahren geprüft werden. Im Bereich des Ultranets seien keine Einschränkungen geplant.

Die **Fraktion der AfD** zeigte sich überrascht über die von der Koalition behauptete Eilbedürftigkeit des Verfahrens. Die Fraktion lehne Gesetzesvorlagen für einen beschleunigten Ausbau der Netze ab. Deutschland habe über Jahrzehnte eine dezentrale Energieversorgung mit kurzen Leitungen gehabt, dies habe eine sichere Stromversorgung gewährleistet. Wenn nun der unstete und instabile Windstrom noch mehr in die Netze eingespeist und von Nord nach Süd transportiert werde, werde die Stromversorgung noch mehr gefährdet. Eine kurzfristige Reaktion auf Stromschwankungen sei mit erneuerbaren Energien nicht machbar. Das Festhalten am 65 Prozent-Ziel für erneuerbare Energien sei vor diesem Hintergrund schon sehr erstaunlich.

Die **Fraktion der FDP** wies darauf hin, dass mit dem vorliegenden Artikelgesetz einiges nachgeholt werde, was im Energiesammelgesetz fahrlässig unterblieben sei. Insgesamt begrüße sie viele der vorliegenden Änderungsanträge der Koalitionsfraktionen, weil dadurch die Beschleunigung des Netzausbaus vorangetrieben werde. Die Aufnahme von Offshore-Testfeldern werde von ihr ausdrücklich begrüßt. Auch die Anpassung der Fristen im Bereich Ultranet sei nachvollziehbar. Die Ausweitung der Berichtspflichten für Netzbetreiber gegenüber der Bundesnetzagentur und auch die Neuordnung des Redispatch für Großspeicher und Power-to-X-Anlagen sei richtig. Allerdings sei im Gesetzentwurf ein Verzicht auf die Bundesfachplanung nur in den aufgeführten Fällen vorgesehen und überdies mit Soll- und Kann-Regelungen versehen. Dies halte die Fraktion nicht für zielführend und habe das in ihrem eigenen Änderungsantrag berücksichtigt.

Die **Fraktion DIE LINKE.** führte aus, der vorliegende Gesetzentwurf ermögliche den Netzbetreibern eine erhebliche zusätzliche Umsatz- und Gewinnsteigerung. Es wäre zielführender, wenn man die Kraftwerke in Brokdorf abschalten und das Kraftwerk in Moorburg wesentlich flexibler fahren würde. Mit dem Gesetzentwurf würden fundamentale ökologische Errungenschaften ohne Not aufgeweicht, gesundheitliche Beeinträchtigungen, ökologische Schäden und Enteignungen oft irreparabel in die Welt gesetzt. Die Mitbestimmung des Parlaments werde geschwächt. Eine neue Leitung dürfte danach ohne Beschluss des Bundesbedarfsplanes gebaut werden, wenn sie mit einer anderen Trasse mitgeplant werde. Auch werde die Mitbestimmung der Kommunen geschwächt. Die Regionalplanungen könnten jederzeit aufgehoben werden und die kommunale Beteiligung könnte aufgrund der Verkürzung des Verfahrens erst zu einem Zeitpunkt erfolgen, wo das Verfahren de facto nicht mehr korrigiert werden könne bzw. die Leitungen schon im Bau seien.

Die **Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN** legte dar, sie unterstütze den Netzausbau und die vorgesehene Beschleunigung. Allerdings fordere sie zusätzlich, dass auch die erneuerbaren Energien ausgebaut würden. Dieser Ausbau gehe viel zu langsam von statten. Sorgen bereite ihr jedoch die gleichfalls im Gesetz enthaltene Verlängerung der Erdöl-KWK-Förderung. Auch die Regelungen zur Förderung der Umwandlung von Strom in Wasserstoff seien kritisch zu sehen. Nach ihrem Verständnis sei vorgesehen, dass die Regelungen zur Umwandlung von Strom zu Wasserstoff nicht nur für die erneuerbaren Energien, sondern auch für fossilen und atomaren Strom gelten sollten. Mit der Neuregelung würden ineffiziente Speicher stärker als effiziente Speicher gefördert.

Der Ausschuss für Wirtschaft und Energie beschloss mit den Stimmen der Fraktionen der CDU/CSU und SPD gegen die Stimmen der Fraktionen AfD, FDP und DIE LINKE. ohne Beteiligung der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN die Annahme von Artikel 1 Nummer 19 des Änderungsantrags der Fraktionen der CDU/CSU und SPD auf Ausschussdrucksache 19(9)289neu.

Der Ausschuss für Wirtschaft und Energie beschloss mit den Stimmen der Fraktionen der CDU/CSU und SPD gegen die Stimmen der Fraktionen AfD, FDP und DIE LINKE. ohne Beteiligung der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN die Annahme von Artikel 1 Nummer 34 des Änderungsantrags der Fraktionen der CDU/CSU und SPD auf Ausschussdrucksache 19(9)289neu.

Der Ausschuss für Wirtschaft und Energie beschloss mit den Stimmen der Fraktionen der CDU/CSU und SPD gegen die Stimmen der Fraktionen AfD, DIE LINKE. und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN bei Stimmenthaltung der Fraktion der FDP die Annahme des Änderungsantrags der Fraktionen der CDU/CSU und SPD auf Ausschussdrucksache 19(9)289neu.

Der Ausschuss für Wirtschaft und Energie beschloss mit den Stimmen der Fraktionen CDU/CSU, SPD, AfD, DIE LINKE. und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN gegen die Stimmen der Fraktion der FDP die Ablehnung des Änderungsantrags der Fraktion der FDP auf Ausschussdrucksache 19(9)290.

Der Ausschuss für Wirtschaft und Energie beschloss mit den Stimmen der Fraktionen der CDU/CSU, SPD und AfD gegen die Stimmen der Fraktionen DIE LINKE. und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN bei Stimmenthaltung der Fraktion der FDP die Ablehnung des Änderungsantrags der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN auf Ausschussdrucksache 19(9)291.

Der **Ausschuss für Wirtschaft und Energie** beschloss mit den Stimmen der Fraktionen der CDU/CSU und SPD gegen die Stimmen der Fraktionen AfD und DIE LINKE. bei Stimmenthaltung der Fraktionen FDP und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, die Annahme des Gesetzentwurfs der Bundesregierung auf Drucksachen 19/7375, 19/7914 in geänderter Fassung zu empfehlen.

Der Ausschuss für Wirtschaft und Energie beschloss mit den Stimmen der Fraktionen der CDU/CSU und SPD gegen die Stimmen der Fraktion der AfD bei Stimmenthaltung der Fraktionen FDP, DIE LINKE. und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN die Annahme des Entschließungsantrags der Fraktionen der CDU/CSU und SPD auf Ausschussdrucksache 19(9)293.

Der Ausschuss für Wirtschaft und Energie beschloss mit den Stimmen der Fraktionen CDU/CSU, SPD, AfD, FDP und DIE LINKE. gegen die Stimmen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN die Ablehnung des Entschließungsantrags der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN auf Ausschussdrucksache 19(9)292.

B. Besonderer Teil

Zu Artikel 1 (Eingangssatz EnWG)

Es handelt sich um eine Aktualisierung des Eingangssatzes.

Zu Artikel 1 Nummer 1 (Inhaltsübersicht EnWG)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Einfügung des § 43k EnWG.

Zu Artikel 1 Nummer 2 (§ 3 Nummer 24d EnWG)

Die Regelung fügt klarstellend eine Definition von landseitiger Stromversorgung in das Energiewirtschaftsgesetz ein. Die Definition entspricht Artikel 2 Nummer 6 der Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. Sie ergänzt den neu eingefügten § 49 Absatz 2a EnWG.

Zu Artikel 1 Nummer 3 Buchstabe a Doppelbuchstabe aa (§ 11 Absatz 1 EnWG)

Die Einfügung in § 11 Absatz 1 EnWG kodifiziert die in der Praxis bereits geltenden Grundsätze, dass die Netzbetreiber jeweils für ihre Energieversorgungsnetze eigenverantwortlich sind und sich gegenseitig bei der Wahrnehmung dieser Verantwortung unterstützen. Aus der Kooperationspflicht folgt auch, dass bei Maßnahmen, die sich auf das Netz anderer Netzbetreiber auswirken können, die Belange der betroffenen Netzbetreiber zu berücksichtigen sind.

Diesen Prinzipien kommt angesichts der künftigen Aufgaben der Netzbetreiber eine besondere Bedeutung zu, die an dieser Stelle betont wird. Im Strombereich bedarf es insbesondere für das zukünftige einheitliche System des Netzengpassmanagements einer engen Kooperation zwischen den Netzbetreibern, um netzübergreifend die optimale Gesamtlösung zu identifizieren und den europarechtlich gebotenen Einspeisevorrang umzusetzen. Der jeweilige Redispatch-Abruf muss zwischen den betroffenen Netzbetreibern koordiniert werden, was u. a. einen entsprechenden Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern voraussetzt. Dieser Informationsaustausch dient insbesondere auch dazu, etwaige Konflikte hinsichtlich des Einsatzes von Redispatch-Maßnahmen zu identifizieren und aufzulösen, wobei in der Regel die Redispatch-Maßnahmen der jeweils nachgelagerten Netzebene vorrangig sind, da auf den vorgelagerten Netzebenen in der Regel mehr Alternativen zur Verfügung stehen. Der notwendige Datenaustausch richtet sich nach den hierfür bereits bestehenden Regelungen, insbesondere Artikel 40 ff. der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017, § 12 Absatz 4 EnWG (für die Verteilnetzbetreiber in Verbindung mit § 14 Absatz 1) sowie den auf diesen Grundlagen ergangenen Genehmigungen und Festlegungen und der Marktstammdatenregisterverordnung. Der Datenaustausch nach der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 ist auf Basis des Beschlusses BK6-18-071 der Bundesnetzagentur auch für die Verteilnetzbetreiber vorgesehen. Gegebenenfalls zusätzlich notwendige Festlegungen kann die Bundesnetzagentur nach § 12 Absatz 6 EnWG treffen.

Bei der Wahrnehmung der Aufgaben und der gebotenen Kooperation der Netzbetreiber sind u. a. die spezifischen Vorgaben der §§ 12, 13, 13a und 14 EnWG zu beachten.

Zu Artikel 1 Nummer 3 Buchstabe a Doppelbuchstabe bb (§ 11 Absatz 1 EnWG)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Einfügung der neuen Sätze in § 11 Absatz 1 EnWG.

Zu Artikel 1 Nummer 4 EnWG (§ 12 Absatz 3b und 3c EnWG)

Zu Absatz 3b

Der im Rahmen der Energiewende erfolgende Umbau der Stromerzeugung, insbesondere der Rückgang der Kohlekraftwerkskapazitäten, der zeitgleiche Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der deutlich ansteigende europäische Stromhandel bringen veränderte Herausforderungen für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems mit sich. Dies gilt insbesondere auch für die Aspekte der Betriebs-sicherheit und der Stabilität des Übertragungsnetzes, z.B. bezüglich Spannungsregelung, Blindleistungsmanagement, Kurzschlussstrommanagement, dynamischer Stabilität, Systemdienstleistungen und Momentanreserve zur Vermeidung und Beherrschung eines Systemsplits. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen die genannten Aspekte daher stärker als bisher bei der Planung, der Auslegung und dem Betrieb ihrer Netze berücksichtigen, damit rechtzeitig ausreichende technische Maßnahmen und Anlagen verfügbar sind. Mit dem neuen Absatz 3b wird daher ein geordneter Prozess etabliert, mit dem insbesondere Aspekte der Betriebssicherheit und der Stabilität des Übertragungsnetzes künftig besser adressiert werden können.

Der neue Absatz 3b verpflichtet daher die Übertragungsnetzbetreiber, auf Anforderung der Regulierungsbehörde über die Sicherheit und Zuverlässigkeit ihres Netzes sowie des Elektrizitätsversorgungssystems zu berichten. Den genauen Inhalt eines Berichts bestimmt die Regulierungsbehörde in der jeweiligen Anforderung (Absatz 3b Satz 2 Nummer 3). Dies kann sich insbesondere auf Angaben und Analysen zu Betriebssicherheit und Stabilität des Übertragungsnetzes z.B. zu Spannungsregelung, Blindleistungsmanagement, Kurzschlussstrommanagement, dynamischer Stabilität, Systemdienstleistungen oder Momentanreserve beziehen. Die Regulierungsbehörde kann auch anlassbezogen Berichte mit bestimmten Schwerpunkten anfordern.

Die Regulierungsbehörde kann nach Satz 2 Nummer 1 in der Anforderung Vorgaben zum Zeitpunkt und zu dem zu betrachtenden Zeitraum der Berichte machen. Nach Satz 2 Nummer 5 kann die Regulierungsbehörde bestimmen, ob und zu welchen Themen die Übertragungsnetzbetreiber in den Berichten Maßnahmen einschließlich Alternativen vorschlagen sollen, die sie für die Realisierung ihrer Aufgaben z.B. im Zusammenhang mit innovativen Betriebsmitteln oder Betriebsführungskonzepten oder mit der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bei einer höheren Auslastung von Betriebsmitteln für erforderlich halten. In der Anforderung kann die Regulierungsbehörde insbesondere auch die Abgrenzung zum Netzentwicklungsplan nach § 12b EnWG vornehmen. Die Maßnahmen und Alternativen können dabei auch im nicht unmittelbaren Verantwortungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber liegen und können auch Pilotprojekte umfassen. Die Übertragungsnetzbetreiber sollen den Bedarf für ein Pilotprojekt insbesondere mit dem Innovationsgrad und dem potenziellen Nutzen bei einer zukünftig breiten Anwendung begründen.

Zu Absatz 3c

Auch im Verteilnetz steigen die Herausforderungen aufgrund der Energiewende, so dass die Regulierungsbehörde nach dem neuen Absatz 3c auch von Verteilnetzbetreibern verlangen kann, über die Sicherheit und Zuverlässigkeit ihres Netzes sowie des Elektrizitätsversorgungssystems zu berichten. Außerdem kann die Regulierungsbehörde nach Absatz 3b Satz 2 Nummer 3 von den Übertragungsnetzbetreibern verlangen, die Verteilnetzbetreiber an der Erstellung ihrer Berichte zu beteiligen.

Die Bundesnetzagentur wird für die Auswertung der Berichte nach Absatz 3b und 3c zusätzliches Personal benötigen (6 Stellen höherer Dienst, 1 Stelle gehobener Dienst). Damit sind Kosten in Höhe von 708.614 Euro verbunden (Personaleinzelkosten nach Ansatz BMF-RdSchr II A 3 – H 1012-10/07/0001 :014 vom 14.05.2018).

Zu Artikel 1 Nummer 6 (§ 12b Absatz 1 EnWG)

Durch die Änderung in § 12b EnWG sind auch Offshore-Anbindungsleitungen, die für die Anbindung von Testfeldern i.S.d. § 3 Nummer 9 des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) erforderlich sind, in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen. Solche Leitungen werden als „Testfeld-Anbindungsleitungen" definiert. Testfeld-Anbindungsleitungen sind ein Unterfall der Offshore-Anbindungsleitungen. Soweit nicht ausdrücklich abweichende Regelungen für Testfeld-Anbindungsleitungen getroffen werden, gelten daher die Regelungen für Offs-

hore-Anbindungsleitungen. Die Erforderlichkeit einer Testfeld-Anbindungsleitung im Rahmen des Netzentwicklungsplans ergibt sich aus der Festlegung eines Testfeldes sowie der Festlegung der Kapazität der entsprechenden Anbindungsleitung im Flächenentwicklungsplan nach § 5 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 WindSeeG.

Im Übrigen handelt es sich um redaktionelle Folgeänderungen.

Zu Artikel 1 Nummer 9 Buchstabe a Doppelbuchstabe bb (§ 13 Absatz 1 EnWG)

Mit der Einfügung des Satz 3 in § 13 Absatz 1 EnWG wird den Übertragungsnetzbetreibern – und über § 14 Absatz 1 EnWG den Verteilnetzbetreibern – die Möglichkeit gegeben kleine, fernsteuerbare Anlagen stets nachrangig heranzuziehen. Hintergrund ist, dass der Aufwand für Maßnahmen gegenüber solchen kleinen Anlagen und der Nutzen für die Engpassentlastung außer Verhältnis stehen können. Daher soll der Netzbetreiber entscheiden können, dass er solche Anlagen abweichend von § 13 Absatz 1 Satz 2 EnWG erst dann heranzieht, wenn keine Alternativen zur Verfügung stehen. Die Regelung ist fakultativ ausgestaltet, damit der Netzbetreiber abhängig von den in seinem Netz verfügbaren Potenzialen davon Gebrauch machen oder bei der grundsätzlichen Regelung in § 13 Absatz 1 Satz 2 EnWG bleiben kann. Dies wahrt die in der betrieblichen Praxis der Netzbetreiber notwendige Flexibilität.

Zu Artikel 1 Nummer 9 Buchstabe b (§ 13 Absatz 1a EnWG)

Die Änderung in § 13 Absatz 1a EnWG ist eine Klarstellung. Die bisherige Formulierung ist missverständlich. Sie kann so gelesen werden, dass eine Auswahl von EE- und KWK-Anlagen für Netzengpassmanagement nicht möglich ist, wenn sie mehr als das Fünfzehnfache an Abregelung konventioneller Abregelung einspart. Mit der Änderung wird klargestellt, dass lediglich der Mindestfaktor, den die Bundesnetzagentur festlegen soll, sich in dem Korridor zwischen fünf und fünfzehn bewegen muss. Ab Erreichen des Mindestfaktors ist dann eine Auswahl von EE- und KWK-Anlagen für die Abregelung möglich.

Zu Artikel 1 Nummer 10 Buchstabe c (§ 13a Absatz 5 EnWG)

Die Ergänzung in Satz 1 regelt einen gemeinsamen Abstimmungsprozess für alle betroffenen Netzbetreiber bei der Durchführung des Netzengpassmanagements. Sie betrifft einerseits den Fall, dass zwischen dem Netz des eine Maßnahme nach § 13a Absatz 1 EnWG anfordernden Netzbetreibers und dem Netz, in das die von der Maßnahme betroffene Anlage eingebunden ist, eine oder mehrere zwischengelagerte Netzebenen liegen. Diese zwischengelagerten Netze sind in die Abstimmung einzubeziehen. Sie betrifft zudem den Fall, dass ein Verteilnetzbetreiber eine Maßnahme in nachgelagerten Netzen anfordert und diese Maßnahme auch vorgelagerte Netze beeinflusst. Die Regelungen in §§ 13, 13a EnWG sehen einen gemeinsamen, über alle Netzebenen koordinierten Optimierungsprozess für das Netzengpassmanagement vor. Diesem Prozess sollen möglichst viele Potenziale zur Verfügung stehen, was einerseits durch die Absenkung der Anlagengröße und andererseits durch die Mitwirkungspflicht von EE- und KWK-Anlagen unter bestimmten Voraussetzungen zum Ausdruck kommt. Geplante Maßnahmen eines Verteilnetzbetreibers nach § 13a Absatz 1 EnWG können vor diesem Hintergrund auch geplante Maßnahmen eines vorgelagerten Netzbetreibers nach § 13a Absatz 1 EnWG beeinflussen, so dass eine Abstimmung auch in diese Richtung sinnvoll ist.

Die Ergänzung des neuen Satz 2 in § 13a Absatz 5 EnWG regelt den Fall, dass sowohl ein vorgelagerter als auch ein nachgelagerter Netzbetreiber Netzengpassmanagement-Maßnahmen mit derselben Anlage durchführen wollen, die beiden Anforderungen jedoch nicht gleichlaufen. So könnte z.B. der vorgelagerte Netzbetreiber planen, eine Anlage weiter hochzufahren, um eine Abregelung an anderer Stelle auszugleichen, während der nachgelagerte diese Anlage abregeln möchte. Für diese Fälle der Nutzungskonkurrenz hat in der Regel der nachgelagerte Netzbetreiber Vorrang, weil ihm regelmäßig weniger Maßnahmen für die Netzengpassbehebung zur Auswahl stehen als dem vorgelagerten Netzbetreiber. Sollte es die Netzsicherheit im Einzelfall erfordern, kann die Nutzungskonkurrenz aber auch in die andere Richtung aufgelöst werden und die Maßnahme des vorgelagerten Netzbetreibers Vorrang haben.

Die Ergänzung des neuen Satz 3 in § 13a Absatz 5 EnWG dient der lückenlosen Überführung der bisherigen Regelung zu den Einspeisemanagement-Entschädigungskosten nach § 15 Absatz 1 Satz 3 EEG. Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Maßnahme liegt, soll auch nach dem neuen, erweiterten Redispatchregime die anfallenden Kosten tragen. Die Ursache für eine Netzengpassmanagement-Maßnahme nach § 13a Absatz 1 EnWG liegt in dem Netz, das nicht oder noch nicht hinreichend ertüchtigt ist. Der Netzbetreiber, der nach den Netzentwicklungspflichten zur Beseitigung des Netzengpasses verpflichtet ist, oder der Netzbetreiber, der bei

einer „Spitzenkappung“ von der Begrenzung seiner Netzausbauplanung durch geringere Netzausbaukosten profitiert, trägt dementsprechend die für das Netzengpassmanagement anfallenden Kosten.

Dieses Grundprinzip ist in aller Regel bereits durch die Ersatzansprüche eines nachgelagerten Netzbetreibers gegenüber dem ihn auffordernden Netzbetreiber nach § 14 Absatz 1c Satz 2 EnWG gewahrt. Denn den Netzbetreiber, der aufgrund eines Engpasses in seinem Netz eigene Maßnahmen ausführt oder zu Maßnahmen in nachgelagerten Netzen auffordert, treffen in aller Regel zugleich die Netzentwicklungspflichten nach den §§ 11 ff. EnWG zur Beseitigung des Engpasses. In Ausnahmefällen kann die gesamtwirtschaftlich effizienteste Engpassbeseitigung jedoch auch in der Ertüchtigung bzw. dem Ausbau des Netzes eines andern Netzbetreibers bestehen. Insoweit liegt die Ursache für die Maßnahme nach § 13a Absatz 1 EnWG in dem Netz dieses verantwortlichen Netzbetreibers. § 13a Absatz 5 Satz 2 EnWG gewährleistet, dass Kosten- und Ausbauverantwortung auch in diesem speziellen Fall in einer Hand bleiben: Der verantwortliche Netzbetreiber muss anderen Netzbetreiber die Kosten für den bilanziellen und finanziellen Ausgleich abzüglich entstandener Erlöse erstatten. Führt also ein Netzbetreiber in seinem Netz Maßnahmen nach § 13a Absatz 1 EnWG aus oder fordert sie von einem nachgelagerten Netzbetreiber an, erhält er die Kosten hierfür von dem verantwortlichen Netzbetreiber erstattet, auch wenn dieser die Maßnahmen nicht angefordert hat. Dieser Ersatzanspruch besteht jedoch nur, soweit der Netzbetreiber, der Maßnahmen ausführt oder anfordert, keinen Ersatzanspruch nach § 14 Absatz 1c Satz 2 EnWG geltend machen kann.

Zu Artikel 1 Nummer 12 Buchstabe a (§ 13j Absatz 1 Satz 2 EnWG)

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen an die Neuregelung des Redispatch.

Zu Artikel 1 Nummer 12 Buchstabe c (§ 13j Absatz 5 und 6 EnWG)

Die Einfügung im neuen Absatz 5 von § 13j EnWG stellt klar, dass die Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur auch die Möglichkeit umfasst, den Netzbetreibern Vorgaben zur Veröffentlichung der kalkulatorischen Kosten und Preise zu machen. Einheitliche Vorgaben zur Veröffentlichung erhöhen die Transparenz der getroffenen Festlegungen, weil sie die einfache Auffindbarkeit für alle vom Netzengpassmanagement Betroffenen sicherstellen.

Bei den Anpassungen der Jahreszahl in § 13j Absatz 5 und 6 EnWG handelt es sich um Folgeanpassungen zur Änderung des Artikel 21 Absatz 2. Um den Netzbetreibern ausreichend Zeit für die Bestimmung der kalkulatorischen Kosten und Preise nach § 13 Absatz 1a, 1b und 1c EnWG zu gewähren, soll die Bundesnetzagentur die Festlegung nach Absatz 6 bis zum 1. Dezember 2020 zu treffen. Weitere Festlegungen zum Netzengpassmanagement, z.B. hinsichtlich des bilanziellen Ausgleichs oder der Methodik und Datenformate bei der Anforderung durch den Netzbetreiber, soll die Bundesnetzagentur mit ausreichend Vorlauf vor Inkrafttreten der Neuregelungen erlassen, sofern sie von ihrem Aufgreifensermessen Gebrauch macht.

Zu Artikel 1 Nummer 14 (§ 17d Absatz 2 EnWG)

In § 17d Absatz 2 EnWG werden abweichende Vorgaben für die Realisierung von Testfeld-Anbindungsleitungen getroffen, die darauf beruhen, dass die Vergabe der Flächen auf Testfeldern und die Vergabe der Kapazität auf den Testfeld-Anbindungsleitungen Sonderregeln im Windenergie-auf-See-Gesetz unterliegt. Dementsprechend werden Sätze 2, 3 und 6 für Testfeld-Anbindungsleitungen für unanwendbar erklärt und Satz 5 angepasst.

Zu Artikel 1 Nummer 15 Buchstabe a (§ 17e Absatz 3a EnWG)

Mit der Anpassung des § 17e EnWG werden zwei notwendige Folgeänderungen umgesetzt. Zum einen verweist der aktuelle § 17e EnWG für die Entschädigung bei Störungen oder Verzögerungen der Anbindung von Windenergieanlagen auf See auf § 19 i. V. m. § 47 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2017). Das EEG 2017 regelt aber nur den Zahlungsanspruch solcher Windenergieanlagen auf See, die vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen wurden, § 47 Absatz 1 Satz 2 EEG. Anlagen, die ab dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen werden, würden hingegen von § 47 EEG 2017 nicht erfasst und demnach womöglich entschädigungslos gestellt, was vom Gesetzgeber nicht gewollt ist.

Zum anderen entspricht die Bezugnahme des § 17e EnWG auf § 19 und § 47 EEG 2017 für den Entschädigungsanspruch nicht mehr der aktuellen Praxis und den aktuellen Gegebenheiten. Ursprünglich bemaß sich die Entschädigung der Betreiber von Windenergieanlagen auf See schlicht nach der EEG-Einspeisevergütung. Die Abwicklung basierte auf der Abnahme und Vermarktung des Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber. Ein Ab-

stellen auf diese bisherigen Förderregeln für die Entschädigung nach § 17e EnWG ist aber dann nicht mehr sachgerecht, wenn der Strom durch die Betreiber der Windenergieanlagen auf See selbst vermarktet wird und sich daraus seine wesentlichen Einnahmen ergeben. Der EEG-Zahlungsanspruch neuer Windenergieanlagen auf See besteht nicht mehr aus einer Einspeisevergütung, sondern umfasst nur noch die Marktprämie. Die Entschädigungsregelung für diese Anlagen kann daher nicht wie bisher an die EEG-Einspeisevergütung anknüpfen.

Vor dem Hintergrund, dass sogar Gebote zum Wert von 0 Cent pro Kilowattstunde abgegeben werden und sich die Einnahmen des Betreibers von Windenergieanlagen auf See in erster Linie aus dem Markterlös ergeben, soll zur Berechnung der Entschädigung zukünftig grundsätzlich der Monatsmarktwert herangezogen werden. Übersteigt der anzulegende Wert im Einzelfall den Monatsmarktwert, ist der anzulegende Wert maßgeblich. Damit wird, wie auch bei Windenergieanlagen an Land, auf die entgangenen Einnahmen aus Markterlös und ggf. Marktprämie als Entschädigungsbasis abgestellt. Allerdings gelten im Entschädigungsfall für Windenergieanlagen auf See dieselben Selbstbehalte und Karenzzeiten wie bisher.

Zu Artikel 1 Nummer 15 Buchstabe b (§ 17e Absatz 4 EnWG)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Artikel 1 Nummer 16 (§ 17j Satz 1 EnWG)

Es handelt sich um eine redaktionelle Korrektur. In § 17j Satz 1 EnWG muss die Bezeichnung „§ 17e“ durch „§ 17f“ ersetzt werden, da der Belastungsausgleich und die jeweiligen Methoden in § 17f EnWG beschrieben sind.

Zu Artikel 1 Nummer 17 (§ 21a Absatz 4 EnWG)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Umstellung des § 43 EnWG.

Zu Artikel 1 Nummer 19 (§ 43 EnWG)

§ 43 EnWG wird neugefasst und ergänzt. Der bisherige Inhalt wird in neu strukturierter Fassung aufgenommen und um weitere Punkte ergänzt.

Durch die Ergänzung der Vorschrift in § 43 Absatz 1 Satz 1 Nummer 6 EnWG wird für Anbindungsleitungen von LNG-Anlagen an das Fernleitungsnetz die Planfeststellungsbedürftigkeit klargestellt. Der Planfeststellungsbeschluss entfaltet eine Konzentrationswirkung. Das Verfahren zur Zulassung einer solchen Anbindungsleitung wird dadurch deutlich beschleunigt. Ohne das Planfeststellungsverfahren wäre eine Vielzahl von Einzelgenehmigungen erforderlich.

Über den § 43 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 EnWG können auf Antrag des Vorhabenträgers die für den Betrieb von Energieleitungen notwendigen Anlagen in das Planfeststellungsverfahren integriert werden, z.B. Gasdruckregel- und Messanlagen. Die beispielhafte Auflistung der notwendigen Nebenanlagen in § 43 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 EnWG wird erweitert.

Energiekopplungsanlagen und Großspeicheranlagen mit einer Nennleistung ab 50 Megawatt (MW), soweit sie nicht § 126 BBergG unterfallen, werden planfeststellungsfähig (§ 43 Absatz 2 Satz 1 Nummer 7 und 8 EnWG). Energiekopplungsanlagen umfassen sog. „Power-to-X“-Anlagen, also Anlagen zur Umwandlung von Strom in einen anderen Energieträger wie Wärme, Kälte, Produkt, Kraft- oder Rohstoff, insbesondere Elektrolyseanlagen. Mit der Möglichkeit, für Errichtung, Betrieb und Änderung von Großspeicheranlagen ein Planfeststellungsverfahren nach dem EnWG durchzuführen, können alle erforderlichen Planfeststellungsverfahren und sonstigen Gestattungsverfahren in einem speziellen Planfeststellungsverfahren nach dem Energierecht gebündelt werden.

Die Regelung in § 43 Absatz 2 Satz 1 Nummer 5 EnWG soll eine Bündelung mehrerer Verfahren auch auf der Verteilnetzebene in einem Planfeststellungsverfahren ermöglichen.

Die Regelung in § 43 Absatz 2 Satz 1 Nummer 6 EnWG soll eine vorausschauende Planung auch für die Verteilnetzebene (110 kV) ermöglichen. Hochspannungsleitungen sind unter den Voraussetzungen des § 43h EnWG als Erdkabel auszuführen. Soweit für Erdkabel nach § 43 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 bis 4 oder Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 bis 4 EnWG ein Planfeststellungverfahren durchgeführt wird, können nach Nummer 6 auf Antrag des Vorhabenträgers Leerrohre einbezogen werden.

Zu Artikel 1 Nummer 20 Buchstabe a (§ 43a EnWG)

Um den jeweiligen Einzelfragen und Besonderheiten der Einwendungen und Stellung-nahmen im Rahmen der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung hinreichend Rechnung tragen zu können, stellt die Behörde dem Vorhabenträger bzw. den von ihm beauftragten Fachbüros (Umweltgutachter, Rechtsanwaltskanzleien, technische Dienstleister usw.) die Einwendungen und Stellungnahmen zur Verfügung, damit diese eine Erwiderung verfassen können. Hierdurch wird insgesamt eine informierte und ausgewogene Ent-scheidungsfindung der Behörde ermöglicht.

Entsprechend der Anforderungen an die datenschutzrechtlichen Bestimmungen wird die Regelung ergänzt. Auf Verlangen des Einwenders können Schwärzungen erfolgen. Auf die Möglichkeit, Schwärzungen zu verlangen, ist in der Bekanntmachung hinzuweisen. Sofern bei der Abgabe der Einwendung nicht ein Unkenntlichmachen des Namens und der Anschrift verlangt wird, kann die Einwendung ungeschwärzt weitergereicht werden. Wenn der Name oder die Anschrift zur ordnungsgemäßen Durchführung des Verfahrens erforderlich sind, kommt eine ungeschwärzte Weitergabe in Betracht. Der Vorhabenträger bzw. der von ihm Beauftragte hat sicherzustellen, dass die datenschutzrechtlichen Anforderungen bei der Datenverarbeitung eingehalten werden.

Zu Artikel 1 Nummer 21 (§ 43b EnWG)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Umstellung des § 43 EnWG.

Zu Artikel 1 Nummer 22 (§ 43f EnWG)

In Absatz 1 werden zwei redaktionelle Korrekturen vorgenommen. In Nummer 1 wird ein Verweis auf Absatz 2 hinsichtlich der UVP-Prüfung eingefügt und eine versehentliche Löschung in Nummer 2 rückgängig gemacht.

In Absatz 2 wird eine Anpassung an den Wortlaut der UVP-Richtlinie vorgenommen und klargestellt, dass die Beschränkung der Anwendbarkeit auf Zubeseilungen von höchstens 15 km nur für Höchstspannungsfreileitungen mit einer Nennspannung von 220kV oder mehr gilt.

Außerdem wird durch die Aufnahme des Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 in Absatz 2 Satz 2 klargestellt, dass auch bei Umbeseilungen erhebliche Beeinträchtigungen von „Natura 2000“-Gebiete oder bedeutenden Brut- oder Rastgebieten geschützter Vogelarten denkbar sind, wenn Masterhöhungen vorgenommen werden. Grund für diese Anpassung ist die Änderung der Begriffsbestimmung zur Umbeseilung in § 3 Nummer 1 Buchstabe b NABEG, wonach auch die Erhöhung einzelner Masten um bis zu 20 % umfasst ist.

Grundsätzlich ist es aus naturschutzfachlicher Sicht vertretbar, dass auch einzelne Masterhöhungen bis zu höchstens 20 % bei der Um- oder Zubeseilung vom Anzeigeverfahren nach § 43f Absatz 2 EnWG erfasst werden, also von der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) freigestellt werden. Zwar hat die Höhe der Masten erheblichen Einfluss auf bestimmte kollisionsgefährdete Vogelarten, da die meisten Vögel die Freileitungen überfliegen (je nachdem wie weit die Freileitungen von Vogelbeständen entfernt sind). D.h. je niedriger die Freileitung, desto weniger konfliktträchtig sind sie in der Regel. Außerdem haben Freileitungen eine gewisse Kulissenwirkung, die bei bestimmten Vogelarten ein Meideverhalten hervorruft. Dies kann den Tatbestand der Störung des § 44 Absatz 1 Nummer 2 BNatSchG erfüllen und auch Habitatverluste hervorrufen. Eine Masterhöhung (im Zuge einer Zu- oder Umbeseilung) soll daher wie die Zubeseilung nur von der UVP freigestellt sein, sofern einzeln oder im Zusammenwirken mit anderen Vorhaben eine erhebliche Beeinträchtigung eines Natura 2000-Gebiets oder eines bedeutenden Brut- oder Rastgebiets geschützter Vogelarten nicht zu erwarten ist.

Es dürfen im Rahmen der Zu- oder Umbeseilung zudem nur einzelne Masten erhöht werden. Eine Erhöhung von mehreren Masten auf einem längeren Abschnitt kann wieder erhebliche Auswirkungen haben, die die Notwendigkeit der Durchführung einer UVP begründen kann.

In Absatz 4 wird eine Klarstellung zur Behandlung dinglicher Rechte im Anzeigeverfahren vorgenommen, um die Anwendung in der Praxis insgesamt zu erhöhen. In der Verwaltungspraxis werden dingliche Rechte regelmäßig als durch Freileitungsmonitoring oder sonstige Änderungen des Betriebskonzepts einer Stromleitung nicht berührt eingestuft. Vor diesem Hintergrund wird auch die Anwendbarkeit bei Änderungen des Betriebskonzepts mit Blick auf Rechte Dritter in Absatz 4 Satz 5 noch klarer gefasst.

Zu Artikel 1 Nummer 23 Buchstabe b (§ 43g Satz 1 Nummer 5 EnWG)

Es handelt sich um eine Klarstellung, dass sich die Erweiterung der Tätigkeiten des Projektmanagers sowohl auf die Enteignungsverfahren nach § 45 EnWG als auch auf die Entschädigungsverfahren nach § 45a EnWG bezieht.

Zu Artikel 1 Nummer 24 (§ 43h EnWG)

Der neue § 43h Satz 2 EnWG dient der besseren praktischen Handhabbarkeit der Vorschrift und führt damit zu mehr Klarheit in der Rechtsanwendung.

Freileitungen sind in den Fällen möglich, in denen neben den sonstigen Voraussetzungen des Satz 1 ein Ersatz- oder Parallelneubau stattfindet und auf kurzen Abschnitten zur Trassenoptimierung von der Bestandstrasse abgewichen werden soll. Dies gewährleistet eine optimierte Leitungsführung und ermöglicht damit eine Konfliktlösung vor Ort, die insbesondere auf die Interessen der Wohnbevölkerung Rücksicht nehmen kann. Voraussetzung ist ein weit überwiegender Verlauf in oder unmittelbar neben einer Bestandstrasse. Hierzu wird auf die Begründung der Regelung zu Artikel 2 Nummer 7 (§ 5a NABEG) des Entwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (Drucksache 19/7375) verwiesen. In oder unmittelbar neben einer Bestandstrasse liegen solche Hochspannungsleitungen, die in weit überwiegenden Bereichen der neu zu errichtenden Hochspannungsleitung optisch als Einheit mit der Bestandsleitung sowie ohne trennende Merkmale wie größere Abstandsflächen, trennende Gehölze, Wasserflächen oder Siedlungsflächen wahrgenommen werden.

Zu Artikel 1 Nummer 25 (§ 43i Absatz 1 Satz 1 EnWG)

Der Bodenschutz steht insbesondere bei Erdkabelvorhaben im Fokus. Eine bodenschonende Bauausführung und eine bodenkundliche Baubegleitung können Bestandteil des Planfeststellungsbeschlusses sein. Die Einfügung des Zusatzes in Absatz 1 dient der Stärkung des vorsorgenden, baubegleitenden und nachsorgenden Bodenschutzes.

Zu Artikel 1 Nummer 26 (§§ 43j und 43k EnWG)

Zu § 43j EnWG

Der vorgesehene Ausbau der erneuerbaren Energien erfordert sowohl den Ausbau des Übertragungs- als auch des Verteilnetzes. Mit der Änderung des § 43j EnWG wird die Möglichkeit geschaffen, für den künftigen weiteren Bedarf des Hochspannungsnetzes Leerrohre zu verlegen. Soweit für Erdkabel nach § 43 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 bis 4 oder Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 oder 4 EnWG ein Planfeststellungverfahren durchgeführt wird, können auf Antrag des Vorhabenträgers Leerrohre einbezogen werden.

Erforderlich ist dafür u. a. die Prognose, dass die Behörde von der Nutzung der Leerrohre für Erdkabel innerhalb der in § 43j Satz 1 Nummer 2 EnWG genannten Frist aufgrund der Umstände des Einzelfalls ausgehen kann. Anhaltspunkte für die Prognose können auf der Hochspannungsebene die Prognosen in den Netzausbauberichten nach § 14 Absatz 1a EnWG oder die konkreten Investitionsentscheidungen im Sinne des § 14 Absatz 1b Satz 3 EnWG sein. Bei einer Leerrohrverlegung für einen längerfristigen Bedarf, der über die in § 14 EnWG genannten fünf bzw. zehn Jahre hinausgeht, ist der Bedarf gesondert nachzuweisen. Erforderlich ist dann der zusätzliche Nachweis der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit.

Außerdem wird in § 43j EnWG klargestellt, dass die Einbeziehung von Leerrohren auch abschnittsweise erfolgen kann.

Zu § 43k EnWG

In § 43k EnWG wird die neue Regelung des § 31 Absatz 4 NABEG für die Vorhaben, die nach dem EnWG zugelassen werden, übernommen. Die Regelung entspricht Artikel 2 Nummer 28 (§ 31 Absatz 4 NABEG) des Entwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (Drucksache 19/7375). Zur Begründung wird auf diese Drucksache verwiesen. Die Ergänzungen in Satz 2 und 3 garantieren den Schutz der Betreiber Kritischer Infrastrukturen gemäß BSI-KritisV. Ein geeignetes Verfahren, um Geodaten zu Kritischer Infrastruktur nach Satz 3 zur Verfügung zu stellen, kann darin bestehen, dass keinerlei Rohdaten vom Betreiber übermittelt werden. Die Betreiber stellen ihre Daten mit einem entsprechenden Rechtekonzept in einem Onlineportal zur Einsicht zur Verfügung. Ein Export oder Speicherung ist nicht möglich. Mit dem Zugriff auf das Portal wird ausdrücklich die Nichtveröffentlichung der Daten ohne die Zustimmung des Betreibers akzeptiert. Die Ergänzung im Satz 4 stellt klar, dass im Einzelfall schützenswerte öffentliche Belange oder grundrechtlich geschützte Belange Dritter einer Herausgabe von Geodaten entgegenstehen können.

Zu Artikel 1 Nummer 27 (§ 44 Absatz 1 Satz 1 EnWG)

Die Einfügung dient der Klarstellung, dass bauvorbereitende Maßnahmen zur boden-schonenden Bauausführung, Kampfmitteluntersuchungen und archäologische Voruntersuchungen als Vorarbeiten vom Gesetz erfasst sind. Diese Maßnahmen und Untersuchungen sind insbesondere bei der Realisierung der Erdkabelvorhaben relevant. In der Praxis ergeht ein Planfeststellungsbeschluss oftmals in Zeiten, in denen bestimmte Maßnahmen rechtlich unzulässig sind oder zumindest eine bodenschonende Ausführung nicht gewährleistet werden kann. Mit der Regelung wird sichergestellt, dass entsprechende Arbeiten bereits durchgeführt werden können, bevor der Planfeststellungsbeschluss ergeht. Dies kann zu einer Beschleunigung der Realisierung der Vorhaben führen.

Die Vorarbeiten sind abzugrenzen von dem vorzeitigen Baubeginn nach § 44c EnWG. Für beide Vorschrift gilt gleichermaßen, dass nicht jeder naturschutzrechtliche Eingriff (§§ 14 ff. BNatSchG) zu einem Ausschluss führt. Bei § 44c EnWG müssen im Hinblick auf die ökologischen Beeinträchtigungen zum betreffenden Zeitpunkt die notwendigen Kompensationsmaßnahmen bereits ausreichend feststehen. Es muss eine konkrete Planung dafür geben.

Zu Artikel 1 Nummer 28 (§ 44c EnWG)

In Absatz 1 wird klargestellt, dass die Möglichkeit zur Durchführung von Vorarbeiten nach § 44 EnWG unberührt bleibt.

Die Streichung des § 44c Absatz 4 Satz 2 EnWG ist eine Folgeänderung der Änderungsbefehle zu § 6 BBPlG und § 1 Absatz 3 EnLAG.

Zu Artikel 1 Nummer 29 (§ 49 Absatz 2a EnWG)

Die Regelung setzt die technischen Vorgaben der Richtlinie 2014/94/EU an Anlagen zur landseitigen Stromversorgung von Seeschiffen um. Gemäß Artikel 4 Absatz 6 in Verbindung mit Anhang II Nummer 1.7 der Richtlinie 2014/94/EU stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass Anlagen zur landseitigen Stromversorgung für Seeschiffe, einschließlich Aus-legung, Installation und Test der Systeme, die ab dem 18. November 2017 errichtet oder erneuert wurden, den technischen Spezifikationen der Norm IEC/ISO/IEEE 80005-1 ent-sprechen, soweit diese auf die landseitige Stromversorgung anwendbar sind. Sonstige Anforderungen, die sich aus § 49 Absatz 2 ergeben, bleiben davon unberührt. Die Einführung der technischen Vorgaben bereits zum 18. November 2017 hat keine praktischen Auswirkungen, da eine Abfrage bei den Landesbehörden ergeben hat, dass seit dem 18. November 2017 keine Anlagen errichtet oder erneuert wurden, die nicht den Anforderungen der o. g. technischen Spezifikationen entsprechen.

Zu Artikel 1 Nummer 31 (§ 54a EnWG)

Es handelt sich um eine redaktionelle Korrektur, die daraus resultiert, dass die Verordnung (EU) 2017/1938 die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 ersetzt hat.

Zu Artikel 1 Nummer 32 (§ 59 EnWG)

Mit der Ergänzung des § 59 Absatz 1 Satz 2 Nummer 2a wird die Zuständigkeit für die Anforderung der Berichte und die Überwachung der Berichtspflichten nach dem neuen § 12 Absatz 3b und 3c aus der ausschließlichen Entscheidungskompetenz der Beschlusskammern ausgenommen. Dies ermöglicht es der Bundesnetzagentur, die Berichte innerhalb der Fachabteilung anzufordern und auszuwerten.

Zu Artikel 1 Nummer 33 (§ 73 Absatz 1a Satz 2 EnWG)

Es wird ein redaktionelles Versehen korrigiert. Es wird klargestellt, dass im Amtsblatt der Tenor, die Rechtsmittelbelehrung und der Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung im Internet veröffentlicht werden müssen.

Zu Artikel 1 Nummer 34 Buchstabe a (§ 118 Absatz 5 EnWG)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung aufgrund der Umstellung des § 43 EnWG.

Zu Artikel 1 Nummer 34 Buchstabe b (§ 118 Absatz 6 Satz 7 EnWG)

§ 118 Absatz 6 Satz 7 EnWG wird entsprechend dem Sinn und Zweck der Vorschrift klarer formuliert. Nach § 118 Absatz 1 Satz 1, 3 und 6 EnWG werden neu errichtete Stromspeicher für 20 Jahre ab Inbetriebnahme von

allen Netzentgelten befreit, wenn sie den entnommenen Strom wieder in „dasselbe Netz“ einspeisen (Rückverstromung). Nach § 118 Absatz 6 Satz 7 EnWG gilt die Netzentgeltbefreiung auch für Anlagen zur Wasserstoff- und Gasherstellung, wobei pauschal § 118 Absatz 6 Satz 2 und 3 EnWG für nicht anwendbar erklärt werden.

Damit sollen ausweislich der Gesetzesbegründung „Power-to-Gas-Anlagen hinsichtlich der Netzentgeltpflicht für den Strombezug des ‚umzuwandelnden‘ Stroms genauso behandelt werden wie Pumpspeicherkraftwerke“ (Drucksache 17/6365, S. 34). Daher kann sinnvollerweise nur die Bedingung der Einspeisung in „dasselbe Netz“ für Power-to-Gas-(PtG)-Anlagen nicht gelten, die pauschale Unanwendbarkeit der Sätze 2 und 3 geht hingegen fehl. Andernfalls müsste hinter jede PtG-Anlage direkt ein Gaskraftwerk errichtet werden, in dem rückverstromt und in „dasselbe“ Stromnetz eingespeist wird. Dies kommt in der Neufassung von Satz 7 nun deutlicher zum Ausdruck. Sofern das erzeugte Gas vollständig zur Rückverstromung eingesetzt wird, ist eine Nutzung der dabei entstehenden Abwärme unschädlich.

Zu Artikel 1 Nummer 34 Buchstabe c (§ 118 Absatz 25a EnWG)

Es handelt sich um eine Folgeänderung in § 118 Absatz 25a EnWG zur Änderung des Artikel 25 Absatz 2, mit dem das Inkrafttreten der Regelungen zum Redispatch auf den 1. Oktober 2021 verschoben wird.

Zu Artikel 1 Nummer 34 Buchstabe d (§ 118 Absatz 26 EnWG)

In § 118 Absatz 26 EnWG wird eine Übergangsregelung getroffen, nach der bis zum 31. Dezember 2023 eine Testfeld-Anbindungsleitung mit Anschlusskapazität bis zu höchstens 300 MW erforderlich ist. Diese Übergangsregelung gewährleistet, dass zunächst anhand einer Testfeld-Anbindungsleitung überprüft werden kann, wie groß der Bedarf nach Testfeldern zur Erprobung von Pilotwindenergieanlagen auf See sich darstellt. Ist ab 2023 absehbar, dass erheblicher Bedarf besteht, kann dies in späteren Flächenentwicklungsplänen und Netzentwicklungsplänen berücksichtigt werden.

Zu Artikel 2 Nummer 1 (Inhaltsübersicht NABEG)

Es handelt sich um eine redaktionelle Anpassung aufgrund der Einfügung des § 5b NABEG.

Zu Artikel 2 Nummer 4 (§ 3 Nummer 1 NABEG)

Mit der Änderung in § 3 Nummer 1 Buchstaben a und b NABEG werden die Begriffsbestimmungen der Zu- und Umbeseilung dahingehend erweitert, dass auch einzelne Masterhöhungen von bis zu 20 % im Rahmen einer Zu- und Umbeseilung möglich sind.

Zu Artikel 2 Nummer 5 (§ 3a Absatz 2 NABEG)

Die Regelung trägt dem Gedanken Rechnung, dass für die Träger der Raumplanung neben einer Zielausnahme auch andere geeignete Mittel zur Wahrung der Netzausbauinteressen in Betracht kommen. Entscheidend ist, dass die Bundesfachplanung und die Planfeststellung nicht erschwert werden. Dies kann entsprechend der Änderung des Entwurfs z.B. auch durch die Festlegung als Grundsatz der Raumordnung gewährleistet werden. Dem Träger der Raumplanung verbleiben somit alternative Möglichkeiten zur Zielausnahme.

Zu Artikel 2 Nummer 7 (§§ 5a und 5b NABEG)

Zu § 5a NABEG

In Absatz 1 Nummer 3 wird klargestellt, dass auch die Verlegung von Leerrohren innerhalb eines Trassenkorridors, der in einem Raumordnungsplan im Sinne von § 3 Absatz 1 Nummer 7 des Raumordnungsgesetzes festgelegt oder im Bundesnetzplan ausgewiesen ist, unter Verzicht auf die Bundesfachplanung durchgeführt werden soll.

Durch die Änderung in Absatz 2 wird der Verzicht auf die Bundesfachplanung auch für den Fall ermöglicht, in dem ein Ersatz- oder Parallelneubau stattfindet und auf kurzen Abschnitten zur Trassenoptimierung von der Bestandstrasse abgewichen werden soll. Dies gewährleistet eine optimierte Leitungsführung und ermöglicht damit eine Konfliktlösung vor Ort, die insbesondere auf die Interessen der Wohnbevölkerung Rücksicht nehmen kann. Gleichzeitig kann von dem neuen Beschleunigungsinstrument Gebrauch gemacht werden. Voraussetzung ist ein weit überwiegender Verlauf in oder unmittelbar neben einer Bestandstrasse. Hierzu wird auf die Begründung der Regelung zu Artikel 2 Nummer 7 (§ 5a NABEG) des Entwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (Drucksache 19/7375) verwiesen.

Die Änderung in § 5 Absatz 5 NABEG beinhaltet die Klarstellung, dass bei einem Verzicht auf die Bundesfachplanung die Prüfung der öffentlichen und privaten Belange im Planfeststellungsverfahren erfolgt. In das Planfeststellungsverfahren fließen alle relevanten privaten und öffentlichen Belange ein. Erst im Rahmen des behördlichen Abwägungsprozesses kann entschieden werden, ob ein Belang einen anderen Belang überwiegt. Dieser Klarstellung dient die Anpassung der Vorschrift.

Zu § 5b NABEG

§ 5b Absatz 1 Satz 1 NABEG ordnet an, dass eine einheitliche Bundesfachplanungs-entscheidung für mehrere Vorhaben gleichzeitig getroffen werden kann. Dies betrifft ein Vorhaben, das in den Anwendungsbereich dieses Gesetzes fällt und gemeinsam mit einem anderen Vorhaben verwirklicht werden soll. Die Einbeziehung sollte spätestens zum Zeitpunkt der Vorlage der Unterlagen nach § 8 NABEG erfolgen, um nicht zu Verfahrensverzögerungen im Sinne des § 2 Absatz 3 NABEG zu führen. Die Bundesnetzagentur kann den Trassenkorridor für die gemeinsame Verwirklichung beider Vorhaben ausweisen. Für die Planfeststellung findet sich eine vergleichbare Regelung in § 26 NABEG.

Sofern es sich bei dem hinzutretenden Vorhaben um eine Leitung in der Zuständigkeit der Landesbehörden handelt, sind diese nach § 5b Absatz 2 NABEG über die gemeinsame Antragstellung zu informieren. Sofern sie nicht innerhalb von drei Monaten widersprechen, kann die Bundesnetzagentur die einheitliche Entscheidung treffen (§ 5b Absatz 3 NABEG).

Die Regelung ermöglicht eine Einbeziehung der Verlegung von Bestandstrassen bereits im Bundesfachplanungsverfahren. Dies kann zu einer Akzeptanzsteigerung führen. Die Regelung bezweckt eine Minderung der Gesamtbelastung vor Ort und damit eine Entlastung der Bevölkerung. Schwierige Konfliktlagen können im konkreten Einzelfall aufgelöst werden.

Zu Artikel 2 Nummer 11 Buchstabe c (§ 9 Absatz 6 NABEG)

Es wird auf die Begründung zu § 43a EnWG verwiesen.

Zu Artikel 2 Nummer 17 Buchstabe b (§ 16 Absatz 5 Satz 3 NABEG)

Es handelt sich um eine Folgeänderung des Änderungsbefehls zu § 6 BBPlG.

Zu Artikel 2 Nummer 18 (§ 18 Absatz 2 bis 5 NABEG)

Die beispielhafte Auflistung der notwendigen Nebenanlagen wird entsprechend der Auflistung in § 43 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 EnWG erweitert.

Die Integration von Leerrohren in das Planfeststellungsverfahrens bedarf eines Antrags des Vorhabenträgers. Dies gilt gleichermaßen für die Fälle des Satzes 1 wie für Fälle des Satzes 2.

In den Bundesfachplanungsunterlagen gehen die Vorhabenträger hinsichtlich der späteren Trassenbreite von „worst-case“-Annahmen aus. Dafür werden Trassenbreiten für 320 kV-Kabel angenommen. Der Einsatz der Spannungsebene von 525 kV eröffnet die Möglichkeit, die Kabelanzahl zu halbieren. Sofern die Vorhaben aufgrund weitergehender technischer Erkenntnisse mit 525 kV-Kabeln realisiert werden können, ändert sich die Trassenbreite auch bei der Leerrohrmitverlegung (d.h. bei einer Transportkapazität von 4 GW) nicht bzw. nur unwesentlich im Vergleich zu den bisherigen Annahmen zu 320 kV-Kabeln (bei einer Transportkapazität von 2 GW).

Die in der Bundesfachplanung geprüften Trassenkorridore können dann auch an Engstellen für die zusätzlich erforderlichen Transportkapazitäten genutzt werden. Im Planfeststellungsverfahren ist für im BBPlG gekennzeichnete Vorhaben zu prüfen, ob es sich um eine nicht wesentliche Vergrößerung handelt. Auf die Bundesfachplanung für die Leerrohre ist gemäß § 5a Absatz 4 Satz 2 zu verzichten.

Sofern ein Fall des Satz 2 vorliegt, ist ein Antrag auf die Mitverlegung der Leerrohre in allen Abschnitten zu stellen, soweit die Voraussetzungen des Satz 1 und des Satz 3 vorliegen. Diese Verpflichtung gilt nicht für Abschnitte, in denen aufgrund der Freileitungsausnahmen des § 3 Absatz 2 und 3 BBPlG das Vorhaben als Freileitung errichtet werden soll. Sollten die Voraussetzungen des Satz 3 nicht vorliegen, entfällt die Antragspflicht.

Es wird zudem für die Leerrohre nach Satz 1 klargestellt, dass die Einbeziehung von Leerrohren auch abschnittsweise erfolgen kann.

Zu Artikel 2 Nummer 19 Buchstabe b (§ 19 NABEG)

Die Vorschrift benennt die erforderlichen Unterlagen im Planfeststellungsverfahren. Die Ergänzung in Nummer 4 stellt klar, dass auch bei einer lediglich abschnittsweisen Mitrealisierung eines neuen Vorhabens in einem bereits laufenden Verfahren entsprechende Unterlagen vorzulegen sind.

Die Ergänzung in Nummer 5 ist für den Fall der Mitbeantragung von Leerrohren erforderlich. Mit dem Antrag nach § 19 NABEG sind auch die Voraussetzungen für die Mitbeantragung des Leerrohrs darzulegen. Sofern Vorhaben nach § 18 Absatz 3 Satz 2 gesetzlich gekennzeichnet sind, müssen die Unterlagen zu den Voraussetzungen für Leerrohre eingereicht werden. Soweit bei dem Vorhaben Freileitungsabschnitte vorgesehen sind, sind für diese Abschnitte die Voraussetzungen für Leerrohre nicht darzulegen. Stattdessen ist für diese Abschnitte darzulegen, wie eine künftige Kapazitätserweiterung realisiert werden könnte.

Zu Artikel 2 Nummer 21 Buchstabe c (§ 22 Absatz 6 NABEG)

Es wird auf die Begründung zu § 43a EnWG verwiesen.

Zu Artikel 2 Nummer 23 (§ 25 NABEG)

Es wird auf die Begründung zu § 43f EnWG verwiesen.

Zu Artikel 2 Nummer 24 (§ 26 NABEG)

Es handelt sich um Folgeänderungen aufgrund der Einführung des Verzichts auf die Bundesfachplanung und der Erdkabelregelungen.

Zu Artikel 2 Nummer 25 Buchstabe b (§ 28 Satz 2 NABEG)

Es handelt sich um eine redaktionelle Anpassung an die Begrifflichkeit in § 5a NABEG.

Zu Artikel 2 Nummer 26 Buchstabe b (§ 29 Satz 1 Nummer 5 NABEG)

Es wird auf die Begründung zu § 43g Satz 1 Nummer 5 EnWG verwiesen.

Zu Artikel 2 Nummer 28 Buchstabe c (§ 31 Absatz 4 NABEG)

Die Ergänzungen der Vorschrift garantieren den Schutz der Betreiber Kritischer Infrastrukturen gemäß BSI-KritisV und stellen klar, dass im Einzelfall schützenswerte öffentliche Belange oder grundrechtlich geschützte Belange Dritter einer Herausgabe von Geodaten entgegenstehen können. Auf die Begründung zu § 43k EnWG wird verwiesen.

Zu Artikel 2 Nummer 31 Buchstabe b (§ 35 NABEG)

Sofern ein Vorhaben des BBPlG in Abschnitten beantragt wurde und für mindestens einen Abschnitt die Bundesfachplanung bereits abgeschlossen wurde, greift das Wahlrecht aus § 35 Satz 2 NABEG nicht. In diesem Fall kann nicht auf die Bundesfachplanung nach § 5a Absatz 1 oder 2 NABEG verzichtet werden. Dies wird durch die Ergänzung der Übergangsregelung geregelt. Die Ergänzung in Satz 4 bezieht sich dabei ausdrücklich auf die Regelung des § 35 Satz 2 NABEG und damit auf Fälle, in denen der Vorhabenträger einen Antrag auf den Verzicht auf die Bundesfachplanung nach § 5a Absatz 3 NABEG stellen kann. Ausdrücklich nicht erfasst sind davon die Fälle, in denen eine gesetzliche Kennzeichnung eines Vorhabens oder einer Maßnahme für den Verzicht auf die Bundesfachplanung vorliegt (§ 5a Absatz 4 NABEG i. V. m. dem BBPlG).

Die Begrenzung des Wahlrechts der Vorhabenträger in § 35 Satz 2 NABEG soll allen Beteiligten innerhalb eines zumutbaren zeitlichen Rahmens Klarheit über das weitere Verfahren liefern und dient damit auch der weiteren Beschleunigung.

Zu Artikel 3 Nummer 2 (§ 2 Absatz 7 BBPlG)

Es handelt sich um eine redaktionelle Anpassung an die Begrifflichkeit in § 5a NABEG.

Zu Artikel 3 Nummer 5 (§ 6 BBPlG)

Für Streitigkeiten, die Planfeststellungsverfahren und Plangenehmigungsverfahren für Vorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) betreffen, ist das Bundesverwaltungsgericht erst- und letztinstanzlich zuständig.

Die Zuständigkeitszuweisung bezieht sich auch auf Maßnahmen im Zusammenhang mit den Vorhaben. Dies erfasst die auf diese Vorhaben bezogenen Veränderungssperren und Zulassungen des vorzeitigen Baubeginns. Die Regelung entspricht Artikel 1 Nummer 18 (§ 44c Absatz 4 Satz 2 EnWG) und Artikel 2 Nummer 17 (§ 16 Absatz 5 Satz 3 NABEG) des Entwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (Drucksache 19/7375). Zur Begründung wird auf diese Drucksache verwiesen. Zusätzlich wird klargestellt, dass die Zuständigkeitszuweisung auch für auf Vorhaben nach dem BBPlG bezogene Anzeigeverfahren gilt.

Zu Artikel 3 Nummer 6 (Anlage zum BBPlG)

Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Vorhaben 6, 7 und 8 des BBPlG wurde im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2017-2030 von der Bundesnetzagentur bestätigt. Im Rahmen der Konkretisierung der Planung dieser Vorhaben hat sich herausgestellt, dass nicht alle der ursprünglich geplanten Umspannwerke für die Vorhaben genutzt werden können. Stattdessen sind neue Umspannwerke erforderlich. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des BBPlG ein Suchraum. Der genaue Standort eines neu zu errichtenden Umspannwerks wird vom BBPlG nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach geeigneten Standorten für neu zu errichtende Umspannwerke wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im BBPlG eingegrenzt. Der in der nachfolgenden Planungsstufe parzellenscharf festzulegende Standort des Umspannwerks muss einen räumlichen Bezug zu der im BBPlG gewählten Bezeichnung aufweisen.

Das BBPlG beruht auf dem bestätigten Netzentwicklungsplan. Die Bezeichnung der Netzverknüpfungspunkte orientiert sich an den Angaben, die dem Netzentwicklungsplan zugrunde liegen.

Zu Buchstabe c (Vorhaben 6)

Bei Vorhaben 6 des BBPlG handelt es sich um eine Drehstromverbindung, welche die Netzverknüpfungspunkte Conneforde, Cloppenburg und Merzen verbindet. Vor dem einleitend beschriebenen Hintergrund wird die Bezeichnung in Spalte 2 der Nummer 6 der Anlage zum BBPlG von „Cloppenburg Ost“ zu „Landkreis Cloppenburg“ geändert. Die Bezeichnung „Landkreis Cloppenburg“ ermöglicht einen Suchraum und ist gleichzeitig hinreichend bestimmt.

Zu Buchstabe d (Vorhaben 7)

Bei Vorhaben 7 des BBPlG handelt es sich um eine Drehstromverbindung, welche die Netzverknüpfungspunkte Stade, Sottrum, Grafschaft Hoya und Landesbergen verbindet. Vor dem einleitend beschriebenen Hintergrund wird die Bezeichnung in Spalte 2 der Nummer 7 der Anlage zum BBPlG von „Wechold“ zu „Grafschaft Hoya“ geändert. Die Bezeichnung „Grafschaft Hoya“ ermöglicht einen Suchraum und ist gleichzeitig hinreichend bestimmt.

Zu Buchstabe e (Vorhaben 8)

Bei Vorhaben 8 des BBPlG handelt es sich um eine Drehstromverbindung, zu der im BBPlG Niebüll als ein Netzverknüpfungspunkt festgelegt ist. Im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2017-2030 hat die Bundesnetzagentur jedoch den Netzverknüpfungspunkt Klixbüll/Süd bestätigt. Der Zusatz Süd ist bei einem neu zu errichtenden Umspannwerk mit Suchraum nicht erforderlich. Vor diesem Hintergrund ist die Bezeichnung in Spalte 2 der Nummer 8 der Anlage zum BBPlG von „Niebüll“ zu „Klixbüll“ zu ändern. Die Bezeichnung „Klixbüll“ ermöglicht einen Suchraum und ist gleichzeitig hinreichend bestimmt.

Zu Buchstabe f

Hierbei handelt es sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Einführung weiterer Kennzeichnungen in Artikel 3 Nummer 2.

Zu Artikel 4 Nummer 1 Buchstabe a (§ 1 Absatz 1 EnLAG)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung in Absatz 1 aufgrund der Umstellung des § 43 EnWG.

Zu Artikel 4 Nummer 1 Buchstabe c (§ 1 Absatz 3 EnLAG)

Für Streitigkeiten, die Planfeststellungsverfahren und Plangenehmigungsverfahren für Vorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) betreffen, ist das Bundesverwaltungsgericht erst- und letztinstanzlich zuständig. Die Zuständigkeitszuweisung bezieht sich nach der Ergänzung in Absatz 3 auch auf Maßnahmen im Zusam-

menhang mit den Vorhaben. Dies erfasst die auf diese Vorhaben bezogenen Zulassungen des vorzeitigen Baubeginns. Die Regelung entspricht Artikel 1 Nummer 18 (§ 44c Absatz 4 Satz 2 EnWG) des Entwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (Drucksache 19/7375). Zur Begründung wird auf diese Drucksache verwiesen. Zusätzlich wird klargestellt, dass die Zuständigkeitszuweisung auch für auf die Vorhaben des EnLAG bezogene Anzeigeverfahren gilt.

Zu Artikel 4 Nummer 2 Buchstabe a (§ 2 Absatz 1 EnLAG)

Die Änderung in § 2 Absatz 1 Nummer 2 EnLAG ist eine Folgeänderung des Änderungsbefehls in Artikel 4 Nummer 3 (neu).

Zu Artikel 4 Nummer 2 Buchstabe b (§ 2 Absatz 3 EnLAG)

Die Änderung in § 2 Absatz 3 EnLAG ist eine Folgeänderung aufgrund der Umstellung des § 43 EnWG.

Zu Artikel 5 (Eingangssatz EEG 2017)

Es handelt sich um eine Aktualisierung des Eingangssatzes.

Zu Artikel 5 Nummer 6 (§ 37b EEG 2017)

In § 37b EEG 2017 wird der Höchstwert für Gebote für Photovoltaikanlagen in den Ausschreibungen abgesenkt. Die Funktion des Höchstwerts ist eine Begrenzung der Förderhöhe, die aber trotzdem ausreichend Wettbewerb ermöglichen soll. In den Photovoltaik-Ausschreibungen ist ausreichend Wettbewerb gegeben, aufgrund der gesunkenen Gebotswerte in den PV-Ausschreibungen und der gestiegenen Ausschreibungsmenge soll der Wert aber auf 7,50 Ct/kWh abgesenkt werden. Dieser Wert liegt unterhalb der Bandbreite der Stromgestehungskosten, die im Rahmen des Erfahrungsberichts für Photovoltaik-Freiflächenanlagen bis 750 kW, d.h. Anlagen außerhalb der Ausschreibungen, ermittelt wurde (7,66 Ct/kWh bis 8,82 Ct/kWh). Bei größeren Anlagen ist zu erwarten, dass die Kosten aufgrund von Skaleneffekten geringer sein müssen. Daneben besteht die Möglichkeit der Anpassung des Wertes durch Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur nach § 85a EEG 2017.

Zu Artikel 5 Nummer 11 (§ 61c Absatz 1 EEG 2017)

Das Umlageprivileg für KWK-Neuanlagen wird für eine Übergangszeit von fünf Jahren auf KWK-Anlagen erstreckt, die ausschließlich Strom auf Basis von flüssigen Brennstoffen gewinnen. Hierdurch wird den betroffenen Akteuren ausreichend Zeit zur Umstellung ihrer Geschäftsmodelle eingeräumt.

Zu Artikel 5 Nummer 15 Buchstabe a (§ 100 Absatz 1 EEG 2017)

Mit der Änderung zu § 100 Absatz 1 Satz 7 und 8 EEG 2017 wird eine redaktionelle Korrektur vorgenommen. Der Verweis auf Satz 5 (alt) muss nach Einfügung eines neuen Satzes durch das Energiesammelgesetz aktualisiert werden. Inhaltliche Änderungen sind damit nicht verbunden.

Zu Artikel 5 Nummer 15 Buchstabe b Doppelbuchstabe cc (§ 100 Absatz 2 EEG 2017)

Es handelt sich um eine Folgeänderung in § 100 Absatz 2 Satz 1 EEG 2017 zur Änderung des Artikel 25 Absatz 2, mit dem das Inkrafttreten der Regelungen zum Redispatch auf den 1. Oktober 2021 verschoben wird.

Zu Artikel 5 Nummer 15 Buchstabe c (§ 100 Absatz 11 EEG 2017)

Nach der bisherigen Übergangsbestimmung des § 100 Absatz 11 EEG 2017 gelten die Änderungen am EEG, die mit dem Energiesammelgesetz vorgenommen wurden, für Solaranlagen mit Inbetriebnahme ab 21. Dezember 2018, dem Datum des Inkrafttretens des Energiesammelgesetzes. § 48 Absatz 2 Nummer 3 (neu) EEG 2017 legt den Vergütungssatz für kleine Solaranlagen im Segment von 40 bis 750 kW erstmals ab 1. Februar 2019 fest, als „erste Stufe“ der Vergütungsabsenkung durch das Energiesammelgesetz. Damit besteht eine rechtliche Unklarheit über die Vergütungshöhe für Solaranlagen in diesem Segment, die im Zeitraum zwischen dem 21. Dezember 2018 und dem 31. Januar 2019 in Betrieb genommen wurden. Um diese Unklarheit und die damit einhergehenden Unsicherheit für die Betroffenen zu beseitigen, wird die Übergangsvorschrift in § 100 Absatz 11 EEG 2017 angepasst. Im Ergebnis ist damit bis zum 31. Januar 2019 u. a. die alte Fassung von § 48 EEG 2017 anzuwenden. Die dort geregelte Vergütung für Solaranlagen im Segment 40 bis 750 kW gilt fort, bis sie am 1. Februar 2019 vom neuen, abgesenkten Satz abgelöst wird. Es bleibt bis dahin bei den anzulegenden Werten, welche die Bundesnetzagentur bereits nach § 48 (alt) EEG 2017 veröffentlicht hat, nämlich für den Anlagenteil > 40 kW bis 750 kW 10,47 Ct/kWh für Inbetriebnahmen bis zum 31. Dezember 2018 und 10,36 Ct/kWh ab dem 1. Januar 2019.

Zu Artikel 5 Nummer 16 Buchstabe a (§ 104 Absatz 6 EEG 2017)

Mit dem Änderungsbefehl zu § 104 Absatz 6 Satz 3 EEG 2017 wird ein Redaktionsversehen beseitigt, welches im Zuge der Aufteilung des Regelungskomplexes zu Messen und Schätzen auf die §§ 62a und 62b im EEG 2017 passiert ist.

Zu Artikel 5 Nummer 16 Buchstabe b (§ 104 Absatz 8 EEG 2017)

Durch die Änderung des § 104 Absatz 8 Satz 1 EEG 2017 wird festgelegt, dass in allen Ausschreibungsrunden für Windenergieanlagen an Land bis einschließlich des Gebotstermins am 1. Juni 2020 Bieter eine Genehmigung für ihre Anlagen bei der Gebotsabgabe vorlegen müssen. Nach dem bisherigen Gesetzeswortlaut würde bei den neu eingeführten Sonderausschreibungsterminen die Ausnahmeregelung des § 104 Absatz 8 Satz 1 EEG 2017 nicht gelten, so dass Bürgerenergiegesellschaften in diesen Sonderausschreibungsrunden auch ein Gebot ohne Genehmigung abgeben könnten. Dies ist auf ein Redaktionsversehen zurückzuführen. Der Gesetzgeber wollte bei allen Ausschreibungen (auch den Sonderausschreibungsrunden) für Windenergieanlagen an Land bis einschließlich Juni 2020 das Vorliegen einer Genehmigung als Pflicht für alle Bieter (auch die Bürgerenergiegesellschaften) einführen, so wie es auch im Koalitionsvertrag vereinbart worden ist. Vor diesem Hintergrund werden auch die Gebotstermine für die Sonderausschreibungen mit aufgenommen, so dass in allen Ausschreibungsrunden für Windenergieanlagen an Land eine Genehmigung für die teilnehmenden Anlagen vorliegen muss.

Zu Artikel 5 Nummer 16 Buchstabe c (§ 104 Absatz 10 EEG 2017)

Die Übergangsfrist in § 104 Absatz 10 Satz 1 EEG 2017 wird vorsorglich um ein Jahr verlängert. Damit bleibt eine Schätzung auch in Fällen, in denen die mess- und eichrechtskonforme Strommengenabgrenzung mit vertretbarem Aufwand verbunden und technisch möglich ist, ein weiteres Jahr möglich. Zudem wurde sich im Zuge der parlamentarischen Verhandlungen darauf verständigt, die Reglungen für Messen und Schätzen zeitnah weiterzuentwickeln sind, um bürokratische Belastungen zu verringern.

Im Zuge der parlamentarischen Verhandlungen wurde auch geprüft, ob eine Anpassung von § 68 Absatz 1 EEG 2017 erforderlich ist, um zu verhindern, dass stromkostenintensiven Unternehmen und Schienenbahnen die Rücknahme eines bereits erteilten Begrenzungsbescheides droht, wenn sie irrtümlicherweise Drittstrommengen fehlerhaft abgegrenzt haben sollten. Im Ergebnis wurde eine solche Änderung jedoch als nicht erforderlich verworfen. Bereits nach heutiger Rechtslage ist § 68 Absatz 1 EEG 2017 nur anzuwenden, wenn sich im Nachhinein herausstellen sollte, dass die materiell-rechtlichen Voraussetzungen einer Begrenzungsentscheidung nicht gegeben sind. Im Falle einer fehlerhaften Drittstrommengenabgrenzung wäre dies der Fall, wenn sich bei korrekter Drittstrommengenabgrenzung ergeben hätte, dass etwa die Stromkostenintensitätsschwellen oder aber der nachzuweisende Selbstverbrauch von mindestens einer Gigawattstunde nicht erreicht werden. In sämtlichen anderen Fällen richtet sich die Rücknahme des Begrenzungsbescheides nach § 48 VwVfG und steht damit im Ermessen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle.

Zu Artikel 6 (Eingangssatz KWKG)

Es handelt sich um eine Aktualisierung des Eingangssatzes.

Zu Artikel 6 Nummer 2 (§ 5 KWKG)

Mit dem Änderungsbefehl zu § 5 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b Doppelbuchstabe aa KWKG wird ein Redaktionsversehen beseitigt.

Zu Artikel 10 (Eingangssatz StromNEV)

Es handelt sich um eine Aktualisierung des Eingangssatzes.

Zu Artikel 10 Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Ergänzung der Überschrift des § 5a StromNEV.

Zu Artikel 10 Nummer 2 (§ 5 StromNEV)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung aufgrund der Umstellung des § 43 EnWG.

Zu Artikel 10 Nummer 3 (§ 5a StromNEV)

Die Überschrift der Regelung und der Regelungstext werden um Zahlungen an Nutzungsberechtigte ergänzt. Auch Nutzungsberechtigten (z.B. Pächtern) kann ein persönlicher Aufwand entstehen. Daher werden Nutzungsberechtigte bei der Aufwandspauschale einbezogen. Wie in der Begründung des Entwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (Drucksache 19/7375) ausgeführt, stellt die Aufwandsentschädigung eine pauschale Zahlung für mit dem Abschluss des Vertrages und der Eintragung der beschränkten persönlichen Dienstbarkeit verbundene Aufwendungen dar. Neben dem Vertrag mit dem Eigentümer können auch Verträge mit Bewirtschaftern relevant sein. Die Aufwandsentschädigung ist weiterhin pro Dienstbarkeitseintragung zu zahlen. Nicht entscheidend sind die Eigentumsverhältnisse (z. B. ein oder mehrere Eigentümer, Gesamthands- oder Bruchteilseigentum). Sofern mehreren Eigentümern oder Nutzungsberechtigten ein Aufwand entsteht, ist der Betrag anteilig zu zahlen. Der Höchstbetrag pro Eintragung in das Grundbuch beträgt 500 Euro.

Die Kosten werden als Anschaffungs- und Herstellungskosten anerkannt, soweit sie im Jahresabschluss aktiviert sind. Dies wird in Absatz 1 geregelt. Die Zahlungen können handelsrechtlich gemäß § 255 Absatz 2 HGB als Herstellungskosten auf das jeweilige Leitungsvorhaben aktiviert und über die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer abgeschrieben werden. Die Kostenanerkennung folgt der handelsrechtlichen Praxis.

Der Auszahlungszeitpunkt wird insgesamt zeitlich nach vorne gezogen. Die Zahlung erfolgt spätestens vier Wochen nach Eintragung der Dienstbarkeit in das Grundbuch bzw. bei ratenweiser Zahlung zum jeweiligen Zeitpunkt der Zahlung (Absatz 4). Ein früherer Auszahlungszeitpunkt ist gerechtfertigt, da der Grundstückseigentümer zu diesem Zeitpunkt bereits seine Pflicht aus dem Gestattungsvertrag erfüllt hat. Sofern eine Ratenzahlung erfolgt, werden die zweite und dritte Rate an den jeweiligen Grundstückseigentümer, dessen Grundstück zum Zeitpunkt der Auszahlung mit der Dienstbarkeit belastet ist, ausgezahlt. Um den Verwaltungsaufwand in einem angemessenen Rahmen zu halten, sieht die Regelung einen Mindestbetrag vor, der pro Rate gezahlt wird. Wird dieser Betrag pro Rate nicht erreicht, ist lediglich eine einmalige Zahlung möglich, d.h. das Wahlrecht entfällt in diesen Fällen.

Maßgeblich für die Berechnung des Verkehrswerts ist der Zeitpunkt der Eintragung in das Grundbuch, nicht der jeweilige Auszahlungszeitpunkt.

Maßgeblich für die Aktivierung ist der Zeitpunkt der jeweiligen Auszahlung (Absatz 4). Damit wird ein Auseinanderfallen der handelsrechtlichen und kalkulatorischen Anschaffungs- und Herstellungskosten in Fällen der Öffnungs- oder Meistbegünstigungsklausel im Sinne des Absatzes 2 Satz 1 Nummer 2 vermieden. Die bereits in der Begründung des Gesetzentwurfs enthaltene Erweiterung des Anwendungsbereichs der Norm auf Vertragsschlüsse mit einer Öffnungsklausel wird in den Verordnungstext (Absatz 2 Satz 1 Nummer 2) übernommen. Damit sind auch Nachentschädigungen erfasst. Dies gilt gleichermaßen für die Dienstbarkeitsentschädigung als auch für den Zuschlag für die gütliche Einigung (Verweis in Absatz 3 Satz 1). Diese Nachentschädigungen werden ebenfalls regulatorisch über die neue Regelung anerkannt.

Im Übrigen wird auf die Begründung des Entwurfs eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (Drucksache 19/7375) verwiesen.

Zu Artikel 11 (§ 86a Absatz 1 GBV)

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung zur Anpassung der Formulierung des § 86a Absatz 1 Satz 2 – neu – an den Wortlaut von § 86a Absatz 1 GBV, der als neuer Satz 1 der Vorschrift unverändert bestehen bleibt.

Die Befristung der Gestattung soll nicht unter drei Jahren liegen. Bereits dieser Zeitraum erscheint angemessen, um zu verhindern, dass im Laufe eines Genehmigungsverfahrens mehrere Verlängerungsanträge mit Begründungen gestellt werden müssen, die Zeit kosten und unnötig Personalressourcen binden.

Zu Artikel 15 Nummer 2 (§ 9 NetzreserveVO)

Es handelt sich um die Korrektur eines bereits bestehenden Verweisfehlers.

Zu Artikel 18 (§§ 1 und 2 Erneuerbare-Energien-Verordnung)

Es handelt sich um eine Aktualisierung des Eingangssatzes.

Die Änderung in § 1 und § 2 stellt klar, dass nicht nur der nach § 59 EEG 2017 vergütete Strom, sondern auch der nach § 13a Absatz 1a EnWG bilanziell ausgeglichene Strom bestmöglich an einer Strombörse zu vermarkten ist.

Zu Artikel 19 (§§ 38 und 39 Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung)

Es handelt sich um eine Aktualisierung des Eingangssatzes sowie eine redaktionelle Anpassung an die geänderte Begrifflichkeit im EnWG.

Zu Artikel 20 (§ 27 KWK-Ausschreibungsverordnung)

Es handelt sich um eine Aktualisierung des Eingangssatzes sowie um eine redaktionelle Anpassung an die geänderte Begrifflichkeit im EnWG.

Zu Artikel 21 Nummer 1 (§ 3 WindSeeG)

Die neue Nummer 9 in § 3 WindSeeG enthält die Definition von Testfeldern. Testfelder sind demnach Bereiche, in denen im räumlichen Zusammenhang Pilotwindenergieanlagen auf See errichtet und betrieben werden sollen. Die Definition von Pilotwindenergieanlagen bleibt unverändert bestehen. Sie sollen auf einem Testfeld über eine gemeinsame Testfeld-Anbindungsleitung an das Netz angeschlossen werden. Die Festlegung der Testfeld-Anbindungsleitung erfolgt mit dem Netzentwicklungsplan, s. die Änderungen zu § 12b EnWG. Die Umspannanlage und die Trasse der Testfeld-Anbindungsleitung sind Gegenstand des jeweiligen Einzelzulassungsverfahrens.

Der Netzanschluss unterscheidet Testfelder von sonstigen Energiegewinnungsbereichen.

Testfelder bieten den Raum, Innovationen an Windenergieanlagen (einschließlich Neuerungen bei den Fundamenten) zu erproben, damit sie später bei kommerziellen Windparks mit Netzanschluss standardmäßig zum Einsatz kommen.

Von zentraler Bedeutung ist es dabei, verstärkte Anreize zur Senkung der Stromgestehungskosten zu setzen. Weitere deutliche Effizienzsteigerungen können dabei nur mit innovativen Gründungs- und insbesondere Anlagentechnologien erfolgen. Im Fokus stehen hier leistungsstarke Prototypen der nächsten Anlagengeneration. Derzeit werden in Deutschland sowie international Anlagen mit einer Leistung von etwa 8 MW errichtet. Eine neue Anlagengeneration (10 MW+-Klasse) ermöglicht Kostensenkungen in relevanter Größenordnung, die für die Realisierung von Windparks auf See ab 2023 (Ausschreibungen von 2017/18) sowie des weiteren Ausbaupfads erforderlich sein werden. Eine Markteinführung dieser Anlagen setzt ausreichende Möglichkeiten der Erprobung und Demonstration unter realen Bedingungen auf See voraus.

In den letzten Jahren gab es daher umfangreiche Bemühungen seitens Industrie, Forschungsinstitutionen und kommerziellen Windpark-auf-See-Betreibern, Teststandorte als Teil von kommerziellen Projekten zu entwickeln, auf denen Pilot- und Forschungsanlagen auf See errichtet und betrieben werden können. Die Erfahrungen zeigen, dass Teststandorte für Pilotanlagen in kommerziellen Projekten häufig nicht umsetzbar sind. Stattdessen ist eine gesonderte Testumgebung erforderlich, um neuartige Konzepte im Bereich der Anlagen und Gründungen erproben zu können. Testfelder schaffen eine solche Umgebung. Sie leisten so einen wesentlichen Beitrag auch zur Stärkung der internationalen Wettbewerbsposition deutscher Hersteller. Gesondert betriebene Testfelder bieten zudem die Möglichkeit, dass auch weitere Untersuchungen von Dritten, z.B. von Forschungsinstitutionen, zu Auswirkungen auf Natur und Umwelt diskriminierungsfrei ausgestaltet werden können.

Zu Artikel 21 Nummer 2 (§ 4 WindSeeG)

Die Formulierungsänderungen in § 4 Absatz 1 WindSeeG sind im Wesentlichen redaktionelle Anpassungen. Es wird verallgemeinernd klargestellt, welche Festlegungen der Flächenentwicklungsplan (FEP) im Küstenmeer nach Maßgabe einer Verwaltungsvereinbarung treffen kann. Diese Vorgaben werden zur Vermeidung von Wiederholungen in den speziellen Regelungen zu Festlegungen des Flächenentwicklungsplans gestrichen und an dieser Stelle gebündelt.

Die Festlegungen von Testfeldern im Küstenmeer werden im Zuge der neuen Regelungen zu Testfeldern hier erstmals als zusätzlicher Gegenstand der Verwaltungsvereinbarung aufgenommen.

Zu Artikel 21 Nummer 3 (§ 5 WindSeeG)

In § 5 Absatz 1 Nummer 1 WindSeeG wird der Teil gestrichen, der durch die redaktionelle Anpassung in § 4 Absatz 1 WindSeeG übertragen wird.

Als redaktionelle Folgeänderung zum neuen § 4 Absatz 1 WindSeeG wird § 5 Absatz 1 Nummer 2 WindSeeG ergänzt.

§ 5 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 WindSeeG greift die neu definierten Testfelder auf und ermöglicht dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) ihre Festlegung im FEP.

Die Festlegungsmöglichkeit im FEP schafft nur den planungsrechtlichen Rahmen für Testfelder. Der konkrete Betrieb des Testfelds ist nicht Gegenstand dieser Regelungen und nicht Aufgabe des BSH oder anderer Behörden. Der FEP eröffnet lediglich einen räumlichen Bereich, in dem ein Testfeld möglich ist.

Die Festlegung von Testfeldern kann nur außerhalb von Gebieten erfolgen, weil diese der Errichtung von Windenergieanlagen, die an das Netz angeschlossen werden und dem Ausschreibungssystem unterliegen, vorbehalten sind. Testfelder können aus Kosten- und Effizienzgründen nur küstennah festgelegt werden, d.h. vorrangig im Küstenmeer und in der ausschließlichen Wirtschaftszone voraussichtlich nur in Zone 1.

Zudem ist die Testfeldfestlegung größenmäßig begrenzt auf insgesamt höchstens 40 Quadratkilometer. Denn die Festlegung eines Testfeldes löst Bedarf für eine Testfeld-Anbindungsleitung aus, s. § 12b EnWG. Die Kosten hierfür sollen von vorneherein begrenzt werden, indem die Ausweisung von Testfeldern begrenzt wird. Zudem soll die Festlegung von Testfeldern nicht die langfristige räumliche Planung für den Ausbau netzgebundener, kommerzieller Windparks beschränken. Sollte das Testfeld voll belegt sein und sich im Lauf der Zeit ein weiterer Bedarf abzeichnen, könnte diese Regelung entsprechend angepasst werden, dann wieder unter Berücksichtigung der möglichen Konkurrenz mit Flächen für kommerzielle Windparks auf See.

Innerhalb des Küstenmeeres können Testfelder nach dem zweiten Halbsatz nur festgelegt werden, wenn das Land den Bereich als möglichen Gegenstand des Flächenentwicklungsplans und zumindest teilweise zu Testzwecken ausgewiesen hat. Dies entspricht der Systematik bei der Festlegung von Gebieten und Flächen bzw. sonstigen Energiegewinnungsbereichen im Küstenmeer. Entsprechend zu dieser Systematik muss auch die Festlegung eines Testfelds von der Verwaltungsvereinbarung zwischen BSH und dem zuständigen Land erfasst sein, s. § 4 Absatz 1 (neu) WindSeeG.

Der letzte Halbsatz von Nummer 1 stellt klar, dass die einmal erfolgte Festlegung eines Testfeldes einer Überprüfung unterliegt, ob tatsächlich Bedarf dafür vorhanden ist. Ist der Bedarf nicht oder nur gering vorhanden, wird also das Testfeld tatsächlich nicht oder nur unwesentlich genutzt, kann die Festlegung als Testfeld aufgehoben und an derselben Stelle ein Gebiet und eine Fläche vorgesehen werden, die im üblichen System zur Ausschreibung für einen kommerziellen Windpark kommt. Dabei gelten die üblichen Kriterien für die Festlegung von Gebieten und Flächen. Insbesondere muss der noch freie Bereich noch so groß sein, dass die Ausschreibung für einen kommerziellen Windpark wirtschaftlich sinnvoll möglich ist. Aus einer Nutzung des Testfeldes in unwesentlichem Umfang dürfen sich auch keine sonstigen Hindernisse ergeben, die einer Festlegung von Gebieten und Flächen an dieser Stelle entgegenstehen oder die übliche Systematik des Flächenentwicklungsplans zuwiderlaufen. Eine solche Umwidmung stellt eine effiziente Nutzung sowohl der räumlichen als auch der Netzanbindungskapazitäten sicher. Die Testfeld-Anbindungsleitung wird dann durch den kommerziellen Windpark (voll) ausgelastet und so ein langfristiger, kostenintensiver Leerstand vermieden. Im Hinblick darauf, dass nach § 118 Absatz 26 EnWG zunächst eine Testfeld-Anbindungsleitung bis zu höchstens 300 MW erforderlich ist, ist insbesondere dann von einer nur unwesentlichen Nutzung auszugehen, wenn nur 50 MW oder weniger zur Nutzung zugewiesen werden.

§ 5 Absatz 2 Satz 2 WindSeeG wird auch auf Testfelder und Testfeld-Anbindungsleitungen erstreckt. Gerade der Benennung räumlicher Vorgaben für die Errichtung von Pilotwindenergieanlagen auf Testfeldern kann im Hinblick auf eine spätere Umwidmung des Testfelds in eine Fläche große Bedeutung zukommen: Als Fläche und damit für eine Ausschreibung für einen kommerziellen Windpark kommt ein Testfeld, das nur in unwesentlichem Umfang genutzt wird, nur in Betracht, wenn die Standorte für die wenigen Pilotwindenergieanlagen nicht so über das Testfeld verteilt sind, dass eine zusammenhängende Bebauung mit einem kommerziellen Windpark unmöglich wird. Der Flächenentwicklungsplan kann also, um die Umwidmung perspektivisch abzusichern, vorgeben,

dass Pilotwindenergieanlagen nur sukzessive von einem bestimmten Randbereich des Testfelds aus errichtet werden dürfen und ihrerseits räumlich geschlossen errichtet werden müssen. Handelt es sich um ein Testfeld im Küstenmeer, können solche räumlichen Vorgaben auch durch einen Verwaltungsvereinbarung nach § 4 Absatz 2 WindSeeG näher bestimmt werden. Daraus kann sich auch ergeben, welche Informationen und Unterlagen das Land ggf. dem BSH zur Verfügung stellt, damit es die räumlichen Vorgaben machen kann.

Mit dem neu eingefügten Halbsatz in § 5 Absatz 2a WindSeeG soll sichergestellt werden, dass Leitungen, die Energie oder Energieträger aus diesen abführen, die Nutzung der im Bundesfachplan Offshore nach § 17a EnWG festgelegten Räume für Windenergieanlagen auf See oder der im Flächenentwicklungsplan nach § 5 WindSeeG festgelegten Gebiete und Flächen zur Stromerzeugung aus Windenergie auf See sowie die Übertragung des Stroms und die Nutzung der im Flächenentwicklungsplan nach § 5 WindSeeG festgelegten sonstigen Energiegewinnungsbereiche nicht wesentlich behindern.

In § 5 Absatz 2a Satz 2 WindSeeG wird der Teil gestrichen, der durch die redaktionelle Anpassung in § 4 Absatz 1 WindSeeG übertragen wurde.

Der neue § 5 Absatz 2a Satz 3 WindSeeG überträgt die Regelung zur Umwidmung eines Testfeld, das nicht (ausreichend) genutzt wird, auf sonstige Energiegewinnungsbereiche. Anders als bei Testfeldern ist bei den sonstigen Energiegewinnungsbereichen gerade keine Anbindungsleitung vorhanden, so dass eine Auslastung der Leitung nicht als Gradmesser für die Nutzung herangezogen werden kann. Hier prüft das BSH anhand der tatsächlichen räumlichen Inanspruchnahme durch Anlagen. Es gilt dann aber ebenfalls wie bei Testfeldern, dass bei einer Umwidmung die üblichen Kriterien für die Festlegung von Gebieten und Flächen gelten und sich aus der evtl. unwesentlichen Nutzung keine sonstigen Hindernisse ergeben dürfen, die einer Festlegung von Gebieten und Flächen an dieser Stelle entgegenstehen oder die übliche Systematik des Flächenentwicklungsplans zuwiderlaufen.

Die Ergänzung in § 5 Absatz 3 WindSeeG stellt klar, dass die dort genannten Belange auch der Festlegung von Testfeldern entgegenstehen.

Zu Artikel 21 Nummer 4 (§ 8 WindSeeG)

§ 8 Absatz 2 Satz 4 stellt sicher, dass die installierte Leistung aller Pilotwindenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen sind, auf das Ziel von 15 Gigawatt bis 2030 angerechnet wird: Sobald 100 MW solcher Pilotwindenergieanlagen errichtet sind, werden sie nachlaufend im Flächenentwicklungsplan vom weiteren Ausbaupfad abgezogen. Durch die ausdrückliche Ergänzung von Pilotwindenergieanlagen, die über Netzanbindungskapazität auf einer Testfeld-Anbindungsleitung verfügen, wird klargestellt, dass auch diese Anlagen auf das Ziel angerechnet werden und dem Abzugsmechanismus unterliegen.

Zu Artikel 21 Nummer 5 (§ 70 WindSeeG)

In § 70 Absatz 2 Satz 1 WindSeeG wird aufgenommen, dass eine Kapazitätszuweisung auch auf einer Testfeld-Anbindung erfolgen kann. Anders als für Offshore-Anbindungsleitungen muss die Kapazität auf Testfeld-Anbindungsleitungen nicht separat durch den FEP als verfügbar ausgewiesen werden, ehe sie zugewiesen werden kann. Das Verfahren für die Kapazitätszuweisung auf einer Testfeld-Anbindungsleitung erfolgt nach den Maßgaben einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 70 Absatz 2 Satz 4 WindSeeG. Es wird zudem festgelegt, dass die Kapazität nur vergeben wird, wenn noch keine sonstigen nach Bundes- oder Landesrecht erforderlichen Genehmigungen erteilt wurden. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Betreiber zuerst die Pilotwindenergieeigenschaft und die Kapazitätszuweisung sicherstellen und erst im Anschluss die sonstigen erforderlichen Genehmigungen einholen.

Mit der Ergänzung in § 70 Absatz 2 Satz 2 und 3 WindSeeG wird klargestellt, dass die dortigen Regelungen nur auf die Kapazitätszuweisung für Offshore-Anbindungsleitungen angewendet werden, nicht für die auf Testfeld-Anbindungsleitungen. Entsprechende Vorgaben für Testfeld-Anbindungsleitungen trifft die Bundesnetzagentur ggf. im Wege einer Festlegung.

In der Festlegungskompetenz nach § 70 Absatz 2 Satz 4 WindSeeG wird aufgenommen, dass die Bundesnetzagentur in einer Festlegung Kriterien zur Standortvergabe auf dem Testfeld berücksichtigen kann. Falls sich ergeben sollte, dass für die Kapazitätszuweisung auf Testfeld-Anbindungen ein anderes Vergabeverfahren als das „Windhund"-Prinzip sachgerechter ist, kann darin einfließen, wenn Kriterien zur Standortvergabe entwickelt wurden. Ggf. lassen sich diese dann auch für die Kapazitätszuweisung nutzen.

Zu Artikel 21 Nummer 6 (§ 76 WindSeeG)

Wenn künftig Testfelder möglich sind, wird die Zahl der Verfahren für die Feststellung von Pilotwindenergieanlagen auf See stark ansteigen. Die hierfür bei der Bundesnetzagentur anfallenden Kosten sollen als Gebühren und Auslagen bei den Antragsstellern geltend gemacht werden können. In den bisher erfolgten Verfahren für die Feststellung von Pilotwindenergieanlagen auf See hat sich gezeigt, dass diese nicht unerhebliche Kosten verursachen.

Zu Artikel 22 (Anlage 1 zum UVPG)

Mit der Ergänzung der Anlage 1 zum UVPG wird für LNG-Anbindungsleitungen ab der genannten Größe eine Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung bzw. eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls oder standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalls eingeführt. Die Ergänzung dient der Umsetzung der Anforderungen nach Artikel 4 in Verbindung mit Anhang I Nummer 16 a) und Anhang II Nummer 10 i) der Richtlinie 2011/92/EU. Trägerverfahren der Umweltverträglichkeitsprüfung ist das Planfeststellungsverfahren nach dem EnWG.

Zu Artikel 23 Nummer 1 (§ 11 ARegV)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung aufgrund der Umstellung des § 43 EnWG.

Zu Artikel 23 Nummer 2 (§ 34 ARegV)

Für die Vorbereitung der Umsetzung der Änderungen der §§ 13, 13a und 14 Absatz 1c EnWG können Netzbetreiber für einen begrenzten Zeitraum einmalig zusätzliche Kosten entstehen, z.B. für die Vorbereitung der Marktkommunikation oder zur Schaffung von Prozessen oder Instrumenten zur Verbesserung von Einspeiseprognosen, die über die bisherigen Mechanismen der Anreizregulierungsverordnung nicht hinreichend erfasst werden. Für einen Übergangszeitraum bis zum Inkrafttreten der Änderungen der § 13, § 13a und § 14 Absatz 1c EnWG durch dieses Gesetz sollen diese Kosten von den betroffenen Netzbetreibern über den Antrag auf Genehmigung des Regulierungskontosaldos nach § 5 Absatz 3 i. V. m. § 4 Absatz 4 Satz 1 Nummer 1a ARegV geltend gemacht werden können. So kann ein Netzbetreiber z.B. im Jahr 2019 entstandene Kosten über den Antrag zum 30. Juni 2020 geltend machen.

Die Regulierungsbehörde prüft die geltend gemachten Kosten auf Effizienz. Zudem sind Doppelanerkennungen zu vermeiden. Eine Anerkennung von geltend gemachten Mehrkosten ist nur möglich, soweit diese Kosten nicht bereits über andere Mechanismen der Anreizregulierungsverordnung Berücksichtigung finden, z.B. über das Ausgangsniveau nach § 6 Absatz 1 und 2 ARegV, als Teil des Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV oder als Teil einer Investitionsmaßnahme nach § 23 ARegV.

Zu Artikel 24 (§ 5 Gashochdruckleitungsverordnung)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung aufgrund der Umstellung des § 43 EnWG.

Zu Artikel 25 (Inkrafttreten)

Das Inkrafttreten der Regelungen zu Redispatch und Einspeisemanagement wird auf den 1. Oktober 2021 gelegt. Die Konsultation der Branche hat ergeben, dass die Umsetzung des neuen Rechtsrahmens deutlich mehr Zeit in Anspruch nimmt als bisher angenommen.

Berlin, den 2. April 2019

Johann Saathoff
Berichterstatter



Satz: Satzweiss.com Print, Web, Software GmbH, Mainzer Straße 116, 66121 Saarbrücken, www.satzweiss.com
Druck: Printsystem GmbH, Schafwäsche 1-3, 71296 Heimsheim, www.printsystem.de
Vertrieb: Bundesanzeiger Verlag GmbH, Postfach 10 05 34, 50445 Köln, Telefon (02 21) 97 66 83 40, Fax (02 21) 97 66 83 44, www.betrifft-gesetze.de
ISSN 0722-8333